

ACUSE

Oficio No. COFEME/15/4658

Asunto: Dictamen Total (No Final) respecto del anteproyecto denominado "Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica".

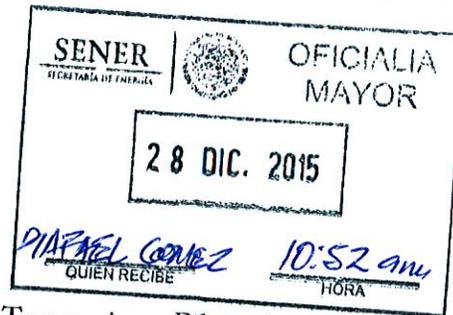
México, D. F., a 23 de diciembre de 2015

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ

Oficial Mayor

Secretaría de Energía

Presente



Me refiero al anteproyecto denominado Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, y a su respectivo formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), enviado por la Secretaría de Energía (SENER), y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través del portal electrónico de la MIR¹ el 11 de diciembre de 2015, de conformidad con los artículos 28 y 30 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA).

Al respecto, como parte del proceso de mejora regulatoria, la COFEMER ha llevado a cabo el análisis de la información presentada por la SENER, con el objeto de determinar si el anteproyecto se ubica en alguno de los supuestos previstos en el artículo 3 del Acuerdo de Calidad Regulatoria (ACR), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el 2 de febrero de 2007. Con base en ello, esta Comisión observó que en el formulario de la MIR se invocó el supuesto previsto en la fracción II del artículo 3 del ACR, la cual establece que con la emisión de la regulación, la dependencia u organismo descentralizado cumple con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el titular del Ejecutivo Federal.

¹ <http://www.cofemersimir.gob.mx/>

En este sentido, para justificar la fracción II, del artículo 3, del ACR, la SENER proporcionó la siguiente información:

"La Ley de la Industria Eléctrica, publicada en agosto de 2014, regula la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional y tiene como finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios. Posteriormente, las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en septiembre de 2015, establecen los principios de diseño y operación generales del Mercado Eléctrico Mayorista. Sin embargo, a fin de contar con un documento mucho más detallado que brinde certeza jurídica a los Participantes del Mercado frente al CENACE es necesaria la publicación de las disposiciones operativas que la Ley de la Industria Eléctrica señala. En este sentido, se expide el presente Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica a fin de cumplir con lo dispuesto por la Ley."

Por la anterior, esta Comisión determina que el anteproyecto propuesto cumple con una obligación establecida en Ley y Reglamento, de conformidad con la fracción II del artículo 3 del ACR, debido a que el artículo 3°, fracción XX, y Transitorio Tercero, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), confieren a la SENER la atribución para expedir las primeras Disposiciones Operativas del Mercado (DOM)².

En virtud de lo anterior, el anteproyecto referido y su MIR se sujetan al proceso de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero A de la LFPA, derivado de lo cual, con fundamento en los artículos 69-E, fracción II, 69-H, y 69-J de ese ordenamiento legal, y en específico del procedimiento establecido en el *ACUERDO por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre*

² "Artículo 3.- Para los efectos de esta Ley, se entenderá por:

[...]

XX. Disposiciones Operativas del Mercado: Bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones emitidas por el CENACE, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico;"

"Tercero...

[...]

Por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado. Dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría de Energía determine. Para efectos de dicha emisión, la Secretaría de Energía deberá observar lo previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo."

anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de agosto de 2010; publicado en el DOF el 16 de noviembre de 2012, la COFEMER emite el siguiente:

DICTAMEN TOTAL

I. CONSIDERACIONES GENERALES

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica, garantizando su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios. Para ello, la LIE establece que en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), entorno donde se realizarán transacciones de compraventa de energía eléctrica, potencia y servicios conexos, entre otros, opere bajo un esquema de competencia en igualdad de condiciones, con criterios claros y transparentes, mediante el cumplimiento de las "Reglas del Mercado" que estarán integradas por las Bases del Mercado Eléctrico y las DOM) En específico, la LIE señala que haciendo uso de bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones, las DOM sistematizarán los procesos operativos del MEM. Así, el *Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica* establecerá los criterios para registrar las transacciones bilaterales financieras (TFB) en los procesos de liquidación del MEM, así como las reglas generales y procedimientos en relación a los contratos de cobertura eléctrica (CCE) que celebren los Participantes del Mercado (PM) y que sean notificados al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

En virtud de lo anterior, y apoyado en el análisis de la MIR, particularmente del documento de respuesta de la misma que se adjunta bajo la denominación #MIR - IM Manual de Transacciones Bilaterales y [sic] Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica", la COFEMER considera que el anteproyecto brinda, la regulación necesaria para establecer los procedimientos, reglas, instrucciones y directrices a seguir para la administración y operación del MEM.



II. PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS GENERALES

Con la finalidad de justificar la emisión del anteproyecto, en el numeral 2 del formulario de la MIR, la SENER presentó información sobre la problemática que originó la propuesta regulatoria, destacando la necesidad de implementar acciones regulatorias concretas por parte del gobierno federal con la finalidad de facilitar e incrementar las transacciones en el MEM:

"La regulación propuesta permite que los Participantes del Mercado tengan una alternativa adicional mediante la creación de las Transacciones Bilaterales que fungen como un mecanismo de liquidación dentro del Mercado Eléctrico Mayorista. Por ejemplo, antes de la implementación de la Reforma Eléctrica, la mayor parte de los permisionarios que operaban bajo el esquema de Autoabastecimiento creaban sociedades, en vista de que la enajenación de energía eléctrica a entidades distintas de CFE estaba prohibida, en las cuales proveían de energía eléctrica a las entidades que formaban parte de las mismas. Con el establecimiento de los Contratos de Cobertura Eléctrica, los titulares de Contratos de Interconexión Legados podrán migrar y convertirse en Participantes del Mercado manteniendo condiciones similares a las que tenían bajo el antiguo régimen, mediante la suscripción del Contrato de Cobertura Eléctrica y la programación de las Transacciones Bilaterales correspondientes.

De esta forma, el Manual que se presenta en esta ocasión tiene como objetivo proveer un mecanismo que facilite la transición al nuevo régimen, promoviendo el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad."

De la problemática detectada expuesta por la SENER, esta Comisión destaca lo siguiente:

- Ausencia de alternativas de liquidación que faciliten las transacciones para los PM.
- Falta de incentivos para migrar al nuevo régimen de participación y competencia efectiva creado por la Reforma Energética y con ello elevar el número de PM.

En ese contexto, la SENER incluyó en el formulario de la MIR y en el anteproyecto los objetivos regulatorios que pretende lograr con la finalidad de subsanar la problemática expuesta:

En la MIR (numeral 1):

"El principal objetivo del manual es proveer a los Participantes del Mercado una alternativa para llevar a cabo la liquidación de las transacciones acordadas entre los mismos ya sea para los Mercados de Energía de Corto Plazo o para el Mercado para el Balance de Potencia, mediante la programación de Transacciones Bilaterales Financieras (energía y Servicios Conexos) o el reporte de una Transacción Bilateral de Potencia (sólo para Potencia).

Al programar Transacciones Bilaterales Financieras los Participantes del Mercado obtienen ventajas ya que la compra neta que el adquirente realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista es menor, pues se acreditan sus compras a través de las Transacciones Bilaterales Financieras. Además, el monto de la garantía que el adquirente debe presentar ante el CENACE, se reduce. Por otra parte, la venta neta del emisor en los Mercados de Energía de Corto Plazo es menor, debido a que una parte de su oferta de energía y otros productos, está comprometida bajo la Transacción Bilateral Financiera. Esto le permite liquidar su transacción directamente con el adquirente, reduciendo el monto de capital de trabajo requerido para financiar el ciclo de pago ante el CENACE.

Cabe aclarar que estas transacciones representan una obligación financiera, más no una obligación de entrega o retiro físico de la energía eléctrica y Servicios Conexos. Por ejemplo, en caso de que la Unidad de Central Eléctrica del Generador no sea despachada por el CENACE en la hora estipulada en la Transacción Financiera, éste tendrá que cubrir su compromiso comprando la energía comprometida en el mercado al precio que resulte en esa hora. De la misma forma, si el comprador no consume la totalidad de la energía, tendrá que pagar por ella dado que está siendo generada ya sea por su contraparte o por algún otro Generador.

Por otro lado, la programación de Transacciones Bilaterales de Potencia permite que los Generadores reduzcan la cantidad de la Capacidad Entregada de sus ofertas de venta al Mercado de Balance de Potencia, ya que una parte ha sido comprometida mediante las Transacciones Bilaterales de Potencia. En el caso de las Entidades Responsables de Carga, se reducen sus obligaciones de Potencia para la compra al Mercado de Balance de Potencia pues una parte ya está cubierta por las transacciones. No obstante, este tipo de Transacciones Bilaterales no conllevan una obligación financiera de las partes como en el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras.

El registro de los Contratos de Cobertura Eléctrica busca por una parte satisfacer una obligación impuesta por las Bases del Mercado Eléctrico y por otra facilitar a los involucrados la liquidación de los mismos a través de Transacciones Bilaterales."

En el anteproyecto (Disposiciones Generales, Capítulos 2 y 3):

- “2.1.1 Las Transacciones Bilaterales Financieras permiten a dos Participantes del Mercado transferir la responsabilidad financiera de la energía eléctrica o de los Servicios Conexos incluidos en el mercado (no así la provisión física de energía eléctrica o de Servicios Conexos) entre ellos.
- 2.1.2 Las Transacciones Bilaterales de Potencia permiten a dos Participantes del Mercado transferir la obligación legal de procurar Potencia entre ellos, incluyendo la responsabilidad de producir o adquirir la capacidad entregada que corresponde a la Potencia.
- 2.1.3 Los Participantes del Mercado podrán, a su opción, usar Transacciones Bilaterales para la liquidación de las transacciones especificadas en sus Contratos de Cobertura Eléctrica.”
- “3.1.1 Los Contratos de Cobertura Eléctrica se refieren a cualquier acuerdo celebrado directamente entre Participantes del Mercado mediante el cual adquieren el compromiso de la compraventa de una cantidad determinada de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora y fecha futura específica, o la realización de pagos basados en los precios de los mismos.
- 3.1.2 Los Contratos de Cobertura Eléctrica sirven para reducir la incertidumbre de los precios de mercado al firmar acuerdos bilaterales para fijar el precio del producto (energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, CEL, entre otros) durante un tiempo determinado.
- 3.1.3 Los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica libremente entre ellos, para lo cual podrán determinar las estructuras de pagos y demás términos y condiciones que les convengan.
- 3.1.4 Los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica a través de las Subastas establecidas en las Bases del Mercado Eléctrico y los Contratos Legados para el Suministro Básico.”

Al respecto, la COFEMER considera que los objetivos propuestos coinciden con la problemática expuesta, dado que la emisión del Manual facilitaría e incrementaría las transacciones en el MEM.

III. POSIBLES ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN.



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

"En caso de que no existiera intervención gubernamental, se podría en juego la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y los costos asociados podrían resultar muy elevados para todos los Participantes del Mercado debido a que no se tendrían criterios claros relacionados con los posibles mecanismos de liquidación de Transacciones Bilaterales y el CENACE no tendría información sobre varias transacciones, lo cual reduciría su control operativo.

Como alternativa se podría plantear la elaboración de esquemas específicos para los Contratos de Cobertura Eléctrica que deben ser informados al CENACE tales como Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica y los Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador. Esta alternativa resulta ser poco eficiente dado que se tendrían que emitir diversas disposiciones para cada uno de los casos aplicables."

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

"Con base en las opciones listadas anteriormente, y tomando en consideración la sofisticación del Mercado Eléctrico Mayorista con respecto al régimen anterior, con la emisión del presente Manual se toman en consideración tanto los casos que afectan directamente la confiabilidad del sistema y además, se da la opción a los Participantes del Mercado para que puedan establecer Transacciones Bilaterales liquidables en el Mercado, de tal forma que puedan reducir sus compromisos de compra o venta, con la disminución correspondiente en el monto de pago garantizado o de capital de trabajo para el caso de energía y Servicios Conexos; y sus obligaciones o capacidad entregada en el caso de Potencia."

Por consiguiente, la COFEMER considera que la SENER dio respuesta cabal a esta sección, debido a que justifica que la emisión del anteproyecto representa la mejor alternativa para cumplir con los objetivos propuestos, puesto que la intervención gubernamental garantizaría, con un acto formal y transparente: i) la posibilidad de realizar TFB liquidables y ii) la reducción de la incertidumbre de los precios de mercado al firmar acuerdos bilaterales para establecer precios.

IV. IMPACTO DE LA REGULACIÓN

A. ANÁLISIS DE CARGA ADMINISTRATIVA

En el numeral 6 del formulario de la MIR, en el que se solicita que la SENER identifique y justifique en su caso, si la emisión del instrumento regulatorio crea, modifica o elimina trámites, generando posibles cargas administrativas, en el entendido de que dichas disposiciones encuadren en la definición de trámite prevista por el artículo 69-B de la LFPA³; por lo que esa Secretaría reportó siete trámites de nueva creación, indicando los elementos aplicables que establece el artículo 69-M de la LFPA, tales como plazo de resolución, medio de presentación, requisitos y criterios de resolución, entre otros:

- Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica (numeral 3.4.1).
- Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador (numeral 3.4.1).
- Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica de un mismo grupo económico (numeral 3.4.2 inciso a).
- Registro de otros tipos de Contratos de Cobertura Eléctrica (numeral 3.3.1, inciso d).
- Registro de Transacciones Bilaterales Financieras Fijas (numeral 2.3.2, inciso a y todos sus viñetas).
- Registro de Transacciones Bilaterales Financieras Referenciadas (numeral 2.3.2, inciso a y todos sus viñetas).
- Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia (numeral 2.4.2).

³ "Artículo 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."



B. ANÁLISIS DE ACCIONES REGULATORIAS

Con relación al numeral 7 de la MIR, y en el que se solicita que la SENER señale las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites contenidas en el anteproyecto, esta Comisión observa que esa Secretaría señaló que "No Aplica", lo que implicaría tácitamente que con la emisión de la regulación no se crean nuevas obligaciones y/o sanciones para los particulares o se hacen más estrictas las obligaciones existentes, no se modifican o crean trámites que signifiquen mayores cargas administrativas o costos de cumplimiento para los particulares, no se reducen o restringen prestaciones o derechos para los particulares y no se establecen o modifican definiciones, clasificaciones, metodologías, criterios, caracterizaciones o cualquier otro término de referencia, afectando derechos, obligaciones, prestaciones o trámites de los particulares; es decir que se mantiene el *statu quo*, lo que evidentemente no sucede puesto que el anteproyecto crea un mecanismo de liquidación para el MEM, bajo la figura de TFB, así como el registro de los CCE, entre las diferentes acciones que la SENER tendrá que identificar y justificar, están las siguientes:

- Términos definidos (numeral 1.3 y todos sus incisos).
- Tipos de transacciones bilaterales (numeral 2.2 y todos sus incisos).
- Registro de TFB (numerales 2.3.3 a 2.3.12).
- Registro de transacciones bilaterales de potencia (TBP) (numerales 2.4.3 a 2.4.11).
- Resultados de las TFB (numeral 2.5 y todos sus incisos).
- Programación de TBP (numeral 2.6 y todos sus incisos).
- Responsabilidades (numeral 3.2).
- Tipos de CC (numeral 3.3 y todos sus incisos).
- Registro de CC (numeral 3.4 y todos sus incisos).

C. ANÁLISIS DE IMPACTO EN LA COMPETENCIA

Respecto de que la propuesta de regulación no contempla esquemas que impacten de manera diferenciada a sectores o agentes económicos, la SENER respondió favorablemente lo anterior:

"En el nuevo mercado eléctrico, todos los participantes potenciales cuentan con los mismos derechos y obligaciones, sujetos a los principios de equidad y proporcionalidad. Este Manual establece algunas excepciones para Unidades de Central Eléctrica con ciertas características especiales dada su naturaleza operativa o por el tipo de contratos a los que se encuentran asociadas. Sin embargo, la opción de programar Transacciones Bilaterales está abierta a todos los participantes del mercado. Asimismo, el CENACE desempeñará sus funciones de forma imparcial en el trato hacia los participantes, además de que se contará con el regulador para verificar que así sea."

D. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Tocante al análisis costo-beneficio que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares, y a propósito de lo señalado por la SENER en el numeral 9 de la MIR, la COFEMER manifiesta:

Costos:

- La estimación utiliza el Modelo de Costeo Estándar (MCE)⁴ para calcular la carga administrativa y el costo de oportunidad⁵ derivados del registro de los CCE y del mecanismo de liquidación TBF.
- La carga administrativa integra las actividades: 1) Identificación y comprensión de requisitos, 2) Generación de nueva información, 3) Recolección de información pre-existente, 4) Reuniones con personal interno, 5) Llenado de formatos y/o elaboración de solicitudes y reportes (los trámites señalados en este dictamen), 6) Contratación y reuniones con servicios externos, 7) Creación y administración de archivos de respaldo, y 8) Pagos, espera en oficinas públicas y traslados.

⁴ Metodología de evaluación del impacto regulatorio que permite estimar los costos administrativos que enfrentan las empresas y los ciudadanos a partir de las regulaciones impuestas por los gobiernos.

⁵ Entendido como el costo que representa para el particular destinar tiempo para cumplir con la regulación en lugar de destinarlo a sus actividades productivas.

- No obstante, dado que la suscripción de los CCE a que se hace referencia es voluntaria⁶, se espera que los 1,100 permisionarios del antiguo régimen firmen estos contratos, y para efectos de cálculo los permisionarios: i) se asignan entre las cuatro opciones de contrato⁷, ii) cada uno realiza un registro de transacción (distribuido 50% en cada tipo para fines representativos), y iv) todos realizan una transacción de potencia; así el costo total de los trámites sería de \$570,625 pesos.

Cuadro A. Costo del Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica

Trámite	Nombre	A	B	C	D	E	F	G	H	Carga Administrativa Unitaria	Costo de Oportunidad Unitario	Costo Económico Total Unitario
nuevo1	Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica	\$78.13	\$78.13	\$46.88	\$0.00	\$39.06	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$250.00	\$0.00	\$250.00
nuevo2	Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador	\$78.13	\$78.13	\$46.88	\$0.00	\$39.06	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$250.00	\$0.00	\$250.00
nuevo3	Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica de un mismo grupo económico	\$78.13	\$78.13	\$46.88	\$0.00	\$39.06	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$250.00	\$0.00	\$250.00
nuevo4	Registro de Otros tipos de Contratos	\$78.13	\$78.13	\$46.88	\$0.00	\$39.06	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$250.00	\$0.00	\$250.00
nuevo5	Registro de Transacciones Bilaterales Financieras Fijas	\$39.06	\$39.06	\$23.44	\$0.00	\$25.00	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$134.38	\$0.00	\$134.38
nuevo6	Registro de Transacciones Bilaterales Financieras Referenciadas	\$39.06	\$39.06	\$23.44	\$0.00	\$25.00	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$134.38	\$0.00	\$134.38
nuevo7	Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia	\$39.06	\$39.06	\$23.44	\$0.00	\$25.00	\$0.00	\$7.81	\$0.00	\$134.38	\$0.00	\$134.38
Total												\$1,403.13

A.- Identificación y comprensión de requisitos.

⁶ Los actuales PM tienen la opción de mantenerse bajo alguno de los esquemas previstos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (autoabastecimiento, cogeneración, pequeños productores, productores independientes de energía o usos propios continuos), o entrar al MEM rigiéndose bajo la LIE, y las disposiciones que de ella emanen. Todos los nuevos PM, deberán entrar bajo los esquemas previstos en la LIE.

⁷ CCE: i) Vinculados a una Central Eléctrica, ii) Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador., iii) que suscriban Generadores y Comercializadores que pertenezcan a un mismo grupo económico y iv) Otros tipos.



- B.- Generación de nueva información,
- C.- Recolección de información pre-existente,
- D.- Reuniones con personal interno,
- E.- Llenado de formatos y/o elaboración de solicitudes y reportes,
- F.- Contratación y reuniones con servicios externos,
- G.- Creación y administración de archivos de respaldo,
- H.- Pagos, espera en oficinas públicas y traslados.

Sin embargo, el costeo debe incluir la proyección de futuros participantes, no sólo porque entre los objetivos de la nueva estructura de mercado está el elevar el número de PM, sino porque ello identificará el costo de entrada de los nuevos participantes, que sumado al costo incremental que se presenta, brindará el costo total derivado del anteproyecto. Asimismo, el costeo debe desglosar los elementos que permitieron estimar los valores de las actividades administrativas (i.e. el salario y tiempo invertidos).

Beneficios:

- Aun cuando las operaciones del MEM no han empezado, pero dado que su funcionamiento será similar a los mercados regionales de los Estados Unidos de América, donde es posible notar la volatilidad mensual de los precios de electricidad en tiempo real (entre los \$0 y \$50 dólares por MWh), las estimaciones de los beneficios parten de la programación de las TFB, que además permiten: i) el uso de coberturas, para los emisores y adquirentes, ante la exposición de precios, y ii) que los compradores reduzcan el monto de las garantías requeridas para participar en el mercado, mientras que los vendedores reducen el capital de trabajo.
- Por otra parte, el volumen a comercializarse en TFB se asume a partir del volumen de los participantes en el régimen anterior (esto asumiendo su migración), los cuales representaron el 11.92% de la generación bruta nacional en 2014 y que corresponde a 36,156 GWh, y que bajo un precio medio de la electricidad de \$1.58 por kWh, generaría ventas por \$5,712 millones de pesos.

Sin embargo, los beneficios deben incluir la proyección de futuros PM, a fin de identificar el atractivo de entrada de nuevos participantes, pues los \$5,712 millones de pesos no corresponden a los beneficios totales o incrementales, puesto que representan los beneficios reales obtenidos en el régimen anterior, al



utilizarse un precio promedio y no un precio ya incurrido. Por consiguiente los beneficios totales deberían considerar la proyección de futuros participantes y el beneficio incremental, esto último a partir de la disminución de volatilidad al tener certeza del precio por virtud de la transacción bilateral programada y el aumento en la oferta, debido a la reducción de barreras de entrada asociadas al costo de capital que permitiría el ingreso de más participantes.

Aclarado lo anterior, las estimaciones señaladas de costos y beneficios permitirían concluir un "balance positivo", derivado de que la propuesta regulatoria generaría beneficios superiores a los costos de cumplimiento para los particulares.

V. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

Referente al numeral 11 del formulario de la MIR, en los que se solicita describir los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la SENER argumentó lo siguiente:

"La Ley de la Industria Eléctrica, que entró en vigor el 12 de agosto de 2014, prevé que el CENACE tendrá a su cargo el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Los actuales participantes del mercado tienen la opción de mantenerse bajo alguno de los esquemas previstos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (autoabastecimiento, cogeneración, pequeños productores, productores independientes de energía o usos propios continuos), o entrar en el Mercado Eléctrico Mayorista rigiéndose bajo la Ley de la Industria Eléctrica, y las disposiciones que de ella emanen. Todos los nuevos participantes del mercado, deberán entrar bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica.

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. Por lo que, una vez que esta transferencia se ha concretado, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista que realizará el CENACE no implica la erogación de recursos públicos adicionales."



Con base en lo anterior, la COFEMER considera atendido el numeral en análisis.

VI. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

En el numeral 12 del formulario de la MIR, en el que se solicita a la SENER que describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la Secretaría proporcionó la información siguiente:

"La CRE está facultada para emitir informes propios sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista. Adicionalmente, de acuerdo al artículo 169, 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. En complemento a lo anterior, la Ley de la Industria Eléctrica prevé 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."

Al respecto, la COFEMER considera que la SENER atiende lo solicitado en la MIR, ello debido a que cita de manera expresa que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) evaluará el desempeño del MEM, independientemente de la constitución de un comité de evaluación del sector, lo que de suyo permitirá conocer la efectividad de la regulación propuesta.

VII. CONSULTA PÚBLICA

La SENER señaló en los numerales 13 y 14 de la MIR que se llevó a cabo una consulta, a través de un grupo de trabajo conformado por el CENACE y el Instituto de Investigaciones Eléctricas. En este grupo

hubo intercambio de comentarios y opiniones que permitieron incluir lo siguiente para beneficio del anteproyecto:

"Los principales comentarios respecto a Transacciones Bilaterales y Contratos de Cobertura Eléctrica se relacionaban con el funcionamiento de los mismos en términos operativos, por lo que en el presente Manual se detalla el proceso que deben llevar a cabo los participantes que deseen registrar Transacciones Bilaterales y Contratos de Cobertura Eléctrica. Respecto al primer mecanismo, también había dudas de si existiría una Cámara de Compensación para liquidar las operaciones asociadas al mismo por lo que en el Manual se especifica que los Participantes involucrados en dichas transacciones, específicamente para el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras, podrán aprovechar el sistema del CENACE para llevar a cabo la liquidación de las mismas en el mercado. Por último existía confusión respecto a la diferencia entre las Transacciones Virtuales y las Transacciones Bilaterales Financieras, en este sentido, en el Manual se especifica que las Transacciones Bilaterales Financieras implican la transferencia de responsabilidad financiera del producto entre dos Participantes del Mercado. Por su parte, la Transacción Virtual implica una entrega física de energía."

Por otra parte se informa a esa Secretaría que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, se hizo público a través del portal de Internet de la COFEMER, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 69-K de la LFPA. Por ello, este Órgano Desconcentrado hasta la fecha del presente Dictamen recibió comentarios de particulares, los que se incluyeron en el portal electrónico de la COFEMER, los cuales pueden consultarse en la siguiente dirección electrónica que se cita a continuación con la finalidad de que esa Comisión valore la pertinencia de incluirlo como parte del contenido del anteproyecto.

<http://cofemersimir.gob.mx/expedientes/18226>

Por lo expresado anteriormente, este Órgano Desconcentrado queda en espera de que la SENER brinde la respuesta correspondiente al presente Dictamen Total (No Final), con la finalidad de que se realicen las modificaciones que correspondan al anteproyecto y al formulario de la MIR, o bien, manifieste por escrito las razones por las cuales no lo hace, para los efectos a que refiere el artículo 69-J de la LFPA.

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

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

Atentamente,



EDUARDO ESTEBAN ROMERO FONG

Coordinador General