

Cofemer Cofemer

ELF ODR
B0015000884

De: Gabriela Cantú <gcantu@gasindustrial.com>
Enviado el: miércoles, 25 de marzo de 2015 05:33 p. m.
Para: Cofemer Cofemer
CC: jwilliams@gasindustrial.com
Asunto: Expediente 13/0944/240215
Datos adjuntos: 150325 Carta a COFEMER sobre Bases del MEM.pdf; 150325 CCE Comentarios Específicos sobre las Bases del MEM.PDF; 150325 CCE Comentarios Temáticos sobre las Bases del MEM.PDF

Buenas tardes,

De parte del Ing. Jaime Williams, presidente de la Comisión de Energía del Consejo Coordinador Empresarial, me permito adjuntar los comentarios a las Bases del Mercado Eléctrico – Expediente 13/0944/240215.

Saludos,
Lic. Gabriela Cantú

“2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón” “La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información”



México, D.F. a 25 de marzo de 2015

Mtro. Mario Emilio Gutiérrez Caballero

Director General

Comisión de Mejora Regulatoria

Blvd. Adolfo López Mateos 3025. Piso 8

Col. San Jerónimo Aculco

Delegación Magdalena Contreras, México, D.F. C.P. 10400

Asunto: Bases del Mercado Eléctrico – Expediente 13/0944/240215

Estimado Mtro. Gutiérrez Caballero,

En relación con el anteproyecto de las Bases del Mercado Eléctrico, cuya manifestación de impacto regulatorio fuera enviada a esa Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) el pasado 24 de febrero, me permito presentar dos documentos con comentarios generales y específicos sobre el mismo.

Agradeciendo de antemano la atención que se sirva dar a la presente, quedo a sus apreciables órdenes.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jaime Williams Quintero', is placed below the closing 'Atentamente,'.

Ing. Jaime Williams Quintero

Presidente Comisión de Energía

Comisión de Energía

Consejo Coordinador Empresarial

Comentarios Temáticos a las Bases del Mercado Eléctrico

Tabla de contenido

1. Comentario General	1
2. Etapas de Implementación	1
3. Mercado de Primera Etapa	2
4. Mercado de Segunda Etapa	2
5. Derechos Financieros de Transmisión	5
6. Certificados de Energías Limpias	7
7. Modelo Comercial de la Red.....	8
8. Instrumentos del Mercado Eléctrico Mayorista	8
9. Operación del Mercado	10
10. Vigilancia del Mercado	11
11. Liquidación.....	12
12. Comité de Análisis de las Reglas del Mercado y Consultivos	13

1. Comentario General

El documento se denomina “Bases del Mercado Eléctrico”, sin embargo contiene temas que probablemente debieran de formar parte de las Disposiciones Operativas del Mercado como, por ejemplo los temas relacionados con la “Confiabilidad del Sistema Eléctrico”.

En varios apartados del documento en análisis se identifica este como las “Reglas del Mercado” las cuales se componen de las **i)** Bases del Mercado; y, **ii)** Disposiciones Operativas del Mercado. Es necesario precisar el contenido y alcance de las Bases del Mercado a efecto de evitar confusiones.

Es importante se indique cuando se harán públicos las Disposiciones Operativas del Mercado y los Manuales de Prácticas del Mercado.

2. Etapas de Implementación

En las Etapas de Implementación se menciona el mercado de Primera Etapa y el mercado de Segunda Etapa, sin embargo, no se establecen los criterios bajo los cuales se determinará que ya es viable pasar del mercado de Primera Etapa al mercado de Segunda Etapa.

Resulta necesario establecer los indicadores de desempeño del Mercado que deban cumplirse para asegurar que la operación y desempeño del Mercado en su Primera Etapa

(período de prueba de 4 meses) se cumplió satisfactoriamente, y por lo tanto, resulta viable pasar a la Segunda Etapa de implementación del Mercado (evento proyectado para el 1 de enero de 2016). Antes de pasar a la Segunda Etapa debe de observarse y analizarse el desempeño del mercado a través de los indicadores de desempeño que se establezcan.

3. Mercado de Primera Etapa

Dentro de las características del Mercado de Primera Etapa, se establece que las instrucciones de arranque de unidades por motivos económicos en el Mercado de Tiempo Real se emitirán sólo en casos notorios y con base en cálculos simplificados realizados por el CENACE, sin embargo, no es claro cómo se determinará qué es un caso notorio, ni cuál es el alcance de los cálculos simplificados que realice el CENACE.

4. Mercado de Segunda Etapa

A. Subastas de mediano y largo plazo

Objeto de las Subastas

Las Subastas tienen por objeto que un Suministrador de Servicios Básicos celebre Contratos de Cobertura de Energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias. Se requiere precisar si el objeto de las Subastas puede ser diferenciado o forzosamente en las mismas se deben incluir los componentes de Energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias sin posibilidad de separar éstos, sobre todo para el caso de energías limpia.

En el supuesto de que, no se puedan separar los componentes, resulta necesario aclarar la dinámica de oferta entre Energía, Potencia y CELs, así como el mecanismo de evaluación de los 3 productos, de tal manera que se reconozca la naturaleza de la generación renovable.

En el caso de que sí puedan desagregarse los componentes de las subastas, tratándose de subastas de energía, se requiere diferencien las tecnologías utilizadas para generar con base de fuentes renovables intermitentes a las de otras energías limpias.

Plazo

Los Contratos que resulten de una Subasta tendrán una duración de 10 (diez) años. Al efecto, se considera que el plazo de 10 (diez) años propuesto es muy corto y se sugiere cambiarlo por uno de 20 (veinte) años para **i)** asegurar que los proyectos sean financiables; y, **ii)** generar las condiciones que permitan ofrecer tarifas competitivas de electricidad.

Mecanismo

Es importante precisar cuál será el mecanismo aplicable a las Subastas indicando si éstas se celebrarán como pujas abiertas entre diversos competidores con base en ofertas decrecientes.

Productos Ofrecidos por los Generadores

A efectos de evitar especulación, las Bases del Mercado deben establecer claramente que las ofertas que, en el supuesto de que a un Generador le sea adjudicado un contrato resultante de una subasta, los compromisos asumidos por el Generador deban ser satisfechos a través de la central utilizada para participar en la Subasta, es decir la capacidad y la energía correspondiente deben estar asociadas a esa central y no provenir de alguna otra.

En el documento se maneja constantemente que las Subastas de Largo Plazo son para energía limpia cuando entendemos que deben ser para energía sin importar la fuente. Es importante precisar lo anterior.

En las Subastas de Largo Plazo para Potencia, Energía Limpia y Certificados de Energía Limpia, se indica que los Generadores deben ofrecer una cantidad fija de energía eléctrica para cada hora del periodo del Contrato, entregada en el Mercado del Día en Adelanto, vía Transacciones Bilaterales Financieras al NodoP distribuido que representa la distribución promedio de carga en el año anterior a la subasta. En relación a lo anterior es importante considerar lo siguiente:

- Lo anterior es un requisito de imposible cumplimiento para quién genere con fuentes Renovables Intermitentes y en especial para quién lo haga con viento dado que no es posible tener predictibilidad respecto a su generación además de que, los costos de balanceo horario serían altísimos para el Generador.
- En cualquiera de los dos mercados (Día de Adelanto o Tiempo Real), las ofertas deben hacerse con base a horas, lo cual complica mucho la participación de proyectos eólicos con base en lo expresado en el párrafo precedente.
- El considerar la distribución promedio de carga en el año anterior a la subasta resulta ser un período muy corto, se requieren períodos más largos que consideren un sistema de banqueo.
- Con base en comentarios recibidos por parte de instituciones financieras, de no modificarse esta condición, los proyectos eólicos no serían financiables.

Las Subastas de Largo Plazo deben estar siempre vinculadas a que exista suficiente capacidad de transmisión.

B. Ofertas Virtuales

En la Segunda Etapa de los Mercados de Día en Adelanto y de Tiempo Real para energía y servicios conexos, se contempla la posibilidad de realizar “ofertas virtuales” lo que entendemos es equivalente a las denominadas “**Price Bids**” en otros mercados. Si la anterior apreciación es correcta, las “ofertas virtuales” no estarían basadas en costos sino en precios, lo cual sería violatorio de lo indicado en la LIE.

C. Precios

En la Segunda Etapa de los Mercados de Día en Adelanto y de Tiempo Real para energía y servicios conexos, se prevé que los precios marginales se basen en una corrida de precios calculados con precios de escasez más bajos que los que se usan en la corrida de despacho. A efecto de poder entender este concepto, se requiere contar con ejemplos para entender el alcance de precios de escasez ¿a qué escasez se refiere?

Igualmente, se indica que se permitirá que las ofertas de precio al Mercado de Tiempo Real varíen de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto, sin embargo, no se especifica bajo qué condiciones se podría dar esto ni qué sucedería si los precios aumentan. Se requiere establecer una justificación que soporte lo anterior.

D. Implementación de Etapas Posteriores

Existe la posibilidad de implementar un Mercado de etapas posteriores, mediante modificaciones a las Bases del Mercado Eléctrico. Las modificaciones aquí indicadas deben efectuarse sólo para corregir anomalías observadas en la operación del Mercado sin que quede abierta a la posibilidad de realizar cambios en forma ilimitada.

E. Mercado de Potencia

Comentario General

El Mercado propuesto es muy confuso y no se entiende el por qué se pretende crear un sistema nuevo que no está probado en ninguna parte del mundo. Lo anterior podría no generar las señales adecuadas para futuras inversiones.

Se propone que se revisen aquellos Mercados de Potencia existentes (como el inglés) con esquemas probados y conocidos que han demostrado ser rentables y que permiten el que los proyectos sean financierables y, de ser el caso, adecuar todo este apartado en las Bases del Mercado.

Precio

En el Mercado de Potencia se indica que se establecerá un precio tope de Potencia, sin embargo, es necesario establecer cómo se determinará ese valor simplificado.

Cargo por Capacidad

El cargo por capacidad lo puede retirar la CRE dado que es factible que opte por establecer los requisitos de Potencia en cero cuando exista evidencia de que los ingresos proporcionados por los precios de escasez graduales de reservas están atrayendo suficiente inversión. Lo anterior afecta el financiamiento de los proyectos dado que los acreedores (bancos) no cuentan con elementos objetivos que les permitan tener certeza de hasta qué momento contarán con los ingresos por capacidad.

Tecnologías e Indicadores

Se requiere precisar cómo se tomará en cuenta la tecnología de los Generadores en el Mercado de Potencia, y determinar que indicadores se establecerán para decidir pasar del Mercado de Primera Etapa al Mercado de Segunda Etapa.

Disponibilidad de Producción Física

La metodología para calcular la disponibilidad de producción física de cada Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada en cada año que debe aplicar el CENACE, genera incertidumbre dado que no están resuelto temas como, por ejemplo, **i)** el precio al que se deba remunerar; y, **ii)** si dicha remuneración se establece con base a la tecnología marginal.

Contratación Bilateral de Potencia

Se prevé que los Participantes del Mercado puedan realizar contratos bilaterales para la compraventa de Potencia y que una Entidad Responsable de Carga pueda comprar Potencia mediante contratos bilaterales antes de la realización del mercado de Potencia y posteriormente utilizar dicha Potencia para satisfacer sus obligaciones. En relación con lo anterior resulta indispensable:

- La posibilidad de que un agente económico dominante en su calidad de ERC adquiera Potencia con antelación al funcionamiento del Mercado, puede generar un acaparamiento de ofertas en perjuicio del desarrollo del mercado eléctrico.
- Deben establecerse limitantes o reglas especiales a cualquier agente para adquirir Potencia con antelación al inicio del Mercado, algo similar a lo establecido en el mercado de transporte y comercialización de gas natural.
- Los Generadores de Intermediación, al ser ERC, pueden entrar en contratos bilaterales de Potencia sin embargo, la representación que un Generador de Intermediación hace de un titular de un Contrato de Interconexión Legado debe ser exclusiva para fines operativos. De mantenerse esta condición ¿bajo qué mandato y con qué recursos un Generación de Intermediación compraría Potencia?

F. Pequeños Sistemas Eléctricos

La inclusión de nueva capacidad en Pequeños Sistemas Eléctrico mediante la realización de subastas de largo plazo que consideren la capacidad necesaria para cubrir la demanda pronosticada, debe contemplar el que exista también disponibilidad de transmisión.

5. Derechos Financieros de Transmisión

A. Costos

Los Derechos Financieros de Transmisión le otorgan a su titular el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los Componentes de Congestión Marginal (CCM) de los Precios Marginales Locales en dos NodosP: un nodo de origen y un nodo de destino.

Es importante etiquetar los costos anuales de los “Componentes de Congestión Marginal” y destinar esos recursos para disminuir esas ineficiencias.

Igualmente, se requiere precisar cuáles nodos se van a contemplar entre 49 ó 1000x1000.

B. Conexión Física

Los Derechos Financieros de Transmisión son títulos de crédito que otorgan derechos y obligaciones para realizar pagos financieros. Los Derechos Financieros de Transmisión no otorgan el derecho físico a usar el sistema de transmisión por lo tanto, falta incorporar en las Bases del Mercado la parte relacionada con la transmisión física de energía.

Igualmente resulta necesario establecer de manera explícita el tratamiento en materia de derechos físicos de transmisión que se les dará a los proyectos que entren en operación después de 12/AGO/2014.

C. Derechos Financieros de Transmisión Legados

Las Bases del Mercado establecen que los Derechos Financieros de Transmisión Legados únicamente serán asignados hasta la cantidad que era físicamente factible en el Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014. La limitante no debe ser lo que físicamente era factible en el Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014, sino lo que CFE aceptó y reconoció como factible al celebrar los Contratos de Interconexión Legados.

Para la asignación de Derechos Financieros de Transmisión a Titulares de Contratos de Interconexión Legados se establece que, El CENACE debe identificar la generación promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Central Eléctrica amparada por un Contrato de Interconexión Legado, durante los días en los que el Contrato de Interconexión Legado estuviera vigente. Al respecto se señala lo siguiente:

- Se está privando injustificadamente a los desarrolladores de proyectos regulados por la LSPEE que, a la fecha no hayan celebrado un contrato de interconexión pero que, se encuentren en posibilidad de hacerlo en términos de lo previsto en los transitorios de la LIE, de contar con Derechos Financieros de Transmisión.
- Igualmente quedan fuera de la posibilidad de que se les asignen Derechos Financieros de Transmisión, los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que a la fecha no han tenido flujo eléctrico al no haber entrado en operaciones a los que se les debe de considerar la generación definida en el Contrato de Interconexión Legado.
- Para los proyectos en operación, el cálculo en base al uso histórico de la red de los últimos 2 años (tanto de generación como de consumo) puede tener un impacto negativo al sub-dimensionarlos si la muestra no es representativa de la generación promedio en la vida útil del proyecto. Así, considerando la naturaleza de la

generación renovable que está invariablemente sujeta a la disponibilidad del recurso, se propone ampliar el horizonte de cálculo de 2 a 5 años.

- Dado que los titulares de Contratos de Interconexión Legados deben contar con la opción de conectar siempre sus cargas (subir, modificar cargas) como lo indica el transitorio correspondiente de la LIE, se propone establecer un mecanismo de intercambio (swap) cuando ello suceda.
- La adición o retiro de Centros de Carga es causa de reasignación de los Derechos Financieros de Transmisión Legados. La reasignación aquí referida prevé que el CENACE divida el consumo observado en un periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en el Centro de Carga por el elemento correspondiente del vector de consumo total factible. Lo anterior no cubre las reasignaciones que correspondan a Titulares de Contratos de Interconexión Legados que al 11 de agosto de 2014 no hayan generado electricidad a quienes debe respetarse lo que se establezca en los respectivos Contratos de Interconexión Legados.
-

D. Subastas de Derechos Financieros de Transmisión Legados

El plazo de las Subastas y la vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión deben de ser de 20 (veinte) años.

En cada subasta, el CENACE solo pondrá disponible el 20% de la capacidad esperada de la red. Se requiere verificar si el 20% indicado es suficiente para permitir el desarrollo de todos los proyectos factibles.

E. Expansión de la Red de Transmisión

Se requiere cuidar la inversión en transmisión para que exista competencia. Se propone que algún porcentaje de los ingresos procedentes de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión sean asignados a una cuenta para la inversión en transmisión, en vez de ser dirigidos en su totalidad a todas las Entidades Responsables de Carga.

6. Certificados de Energías Limpias

En las Bases del Mercado se establece que cualquier persona puede comprar y vender Certificados de Energías Limpias a través de transacciones independientes o a través de subastas para el servicio básico. En relación con lo anterior es importante:

- Precisar si CFE puede realizar transacciones independientes de CEL's y, de ser el caso, definir los términos y condiciones en que pueda hacerlo (CFE Generador-Comercializador le vende a CFE Suministrador de Servicios Básicos sin restricción o regulación alguna).
- Precisar si las Subastas para el Servicio Básico deben celebrarse exclusivamente para la compra de CEL's, ó si también a través de este mecanismo se pueden

vender CEL's. De ser factible lo segundo, debe asegurarse que ningún agente tome una posición dominante en el mercado de CEL's.

- Diversas instituciones financieras han manifestado que de prevalecer esto como se encuentra actualmente los proyectos renovables no serían financiables.

7. Modelo Comercial de la Red

A. Pérdidas

En el apartado de “modelado de carga” se indica que la CRE puede establecer niveles de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas que deberán ser pagados por las Entidades Responsables de Carga entre las que se encuentra el Generador Intermediario. Al efecto debe precisar con toda claridad que el Generador Intermediario no puede trasladar ningún costo adicional al Titular de un Contrato de Interconexión Legado de aquellos costos expresamente pactado con CFE en el correspondiente Contrato de Interconexión Legado.

Igualmente se indica que las pérdidas deben ser consideradas en la facturación, sin embargo, tratándose de operaciones de Titulares de Contratos de Interconexión Legados, las pérdidas deben quedar definidas solamente como “pérdidas técnicas” siendo inaceptable que las “pérdidas no técnicas” las consideren en la factura.

También se indica que las pérdidas que difieran de los valores asignados a las Entidades Responsables de Carga por la CRE se carguen o abonen por el CENACE a los Transportistas y a los Distribuidores basándose para ello en los Precios Marginales Locales correspondientes. Es importante establecer que los Transportistas y los Distribuidores no puedan trasladar las pérdidas aquí referidas a los usuarios.

B. Modelo de la Red Física

Las Bases del Mercado prevén que el CENACE pueda implementar un nuevo modelo de la red física cada seis meses o con una frecuencia mayor. Lo anterior genera incertidumbre dado que el modelo de la red física debe estar siempre basado en los contratos de interconexión vigentes y no dejarse abierta la posibilidad de que el CENACE discrecionalmente lo pueda implementar.

8. Instrumentos del Mercado Eléctrico Mayorista

A. Ofertas por Omisión

Las Bases del Mercado establecen que el CENACE debe calcular ofertas por omisión para todas las Unidades de Central Eléctrica, basadas en los parámetros registrados de costos de producción o, para los recursos de energía limitada, en costos de oportunidad indicando que, cuando los Generadores no realicen ofertas válidas en los términos de las Reglas del Mercado, el CENACE utilizará automáticamente las ofertas por omisión. Favor de

confirmar que lo anterior implica que los Generadores siempre deben efectuar ofertas de manera vinculante y forzosa.

B. Oferta Obligada

El estatus de Operación Obligada se refiere exclusivamente a los casos en que el Generador desea que sus Centrales Eléctricas se asignen para la operación. En estos casos, la Unidad de Vigilancia del Mercado debe tomar en consideración la operación eficiente del Mercado; en particular, si la oferta de Operación Obligada reduce o incrementa los precios del Mercado en un grado tal que ya no reflejen los costos marginales de generación. Al efecto, resulta necesario indicar qué sucedería si como resultado de la operación de Oferta Obligada, no se reflejan los costos marginales de generación.

C. Ofertas Económicas

La parte de oferta incremental que forma parte de una oferta económica se refiere al costo por Megawatt por hora y se puede expresar en costos unitarios por segmentos por rango de producción, sin que las ofertas incrementales puedan ser decrecientes en ningún segmento. Es necesario se precise si esto se refiere a la curva incremental de costos y si la referencia a decrecientes aplica al costo o a la potencia.

D. Recursos de Ciclo Combinado

Las centrales eléctricas de ciclo combinado deben ofrecerse como una sola Unidad de Central Eléctrica agregada por cada paquete de ciclo combinado. No es claro lo que debe entenderse por paquete de ciclo combinado; se requiere que ello se precise y se aclare si se refiere a la configuración de la planta de generación.

E. Demanda Controlable

Los recursos de Demanda Controlable sólo pueden ofertarse en el Mercado de Segunda Etapa el cual entra en operación hasta 2018. Se requiere precisar que sucede con las transacciones de Demanda Controlable durante el Mercado de Primera Etapa.

Se requiere precisar si una carga de una sociedad de autoabasto puede ofertarse como Demanda Controlable.

F. Certificados de Energías Limpias

Considerando la falta de firmeza en generación de los proyectos que utilicen fuentes de energía limpia, se sugiere se incorpore un mecanismo de banqueo que permita asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los generadores en cuanto al número de CEL's que se obliguen a poner a disposición de un usuario o del Mercado.

9. Operación del Mercado

A. Generador Intermediario

Es atribución de la SENER determinar el ente independiente (Generador de Intermediación) que represente en el Mercado a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados. Así, corresponde al Generador de Intermediación someter ofertas al Mercado inherentes a los recursos a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados en los términos definidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente a Contratos de Interconexión Legados. Al respecto es importante que se precise lo siguiente:

- SENER no debiera ser responsable de designar al Generador Intermediario, este debiera ser CFE Transmisión, que es la contraparte en los Contratos de Interconexión Legados.
- Es importante definir el alcance de esta representación, la misma debe ser sólo para efectos operativos y no económicos.
- Se sugiere no utilizar el término “ofertar”. Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados no son participantes del Mercado por lo que no realizan ofertas.
- En todo caso, se debe precisar si la oferta que haga un Generador de Intermediación se considera una oferta firme o es sólo un indicativo de una oferta.
- No existen capacidades ofrecidas al Mercado en Tiempo Real, la capacidad de una central incluida en un Contrato de Interconexión Legado es capacidad comprometida en términos de los contratos que se hayan celebrado.
- Los Titulares de Contratos de Interconexión no deben estar sujetos a asumir obligaciones adicionales a las establecidas en los propios Contratos de Interconexión Legados.

B. Ofertas por debajo de Costos

Las ofertas debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la “oferta piso”. Al efecto resulta necesario precisar cómo se determina la oferta piso.

Dependiendo del piso fijado por CENACE, esto puede promover una competencia desleal por parte del generador con poder de mercado, o por aquellos generadores que estén verticalmente integrados con el negocio de suministro y/o transporte de gas (EPE's).

C. Precios Marginales Locales

En el mercado de Primera Etapa, los precios marginales del Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real serán el que resulte menor entre el precio que resulta del programa de despacho en Tiempo Real y un precio tope. Para tal efecto, durante 2016 y 2017 el precio tope se fijará en el costo de producción de la Unidad de Central Eléctrica de

mayor costo en el Sistema Eléctrico correspondiente. A partir de enero 2018, dicho costo de producción se multiplicará por un factor de 110%, incrementándose a 120% en febrero 2018 y por 10% adicional en cada mes, sin que el precio tope rebase el valor de demanda no suministrada.

No queda claro porqué se decide incrementar a partir de 2018 el costo de producción de la Unidad de mayor costo en el Sistema Eléctrico, ni la razón de hacerlo en los porcentajes arriba señalados. Lo anterior significa que los costos de la energía que maneje el Mercado tendrán tendencia a incrementarse dado que el precio tope cada vez será más alto. Se requiere conocer la razón de esta decisión.

D. Administración de Gas

CENACE y CENAGAS son responsables de establecer procedimientos para la administración del gas en caso de emergencias en el sistema causadas por limitaciones en la disponibilidad de gas, sin embargo, no queda claro cómo debe delimitarse esa responsabilidad.

E. Recursos de Soporte del Sistema (RSS)

Muchas plantas se pueden despachar como RSS y por tanto desplazar plantas competitivas, sin que las de RSS marquen precio. Al respecto, es importante que se publiquen cada año cuales son las plantas RSS para que la Unidad de Vigilancia tome en cuenta las otras plantas que se despachan.

10. Vigilancia del Mercado

A. Autoridades involucradas

La Unidad de Vigilancia del Mercado se define como la unidad administrativa de la SENER o de la CRE, o bien, el ente contratado por ellas responsable de vigilar la operación del Mercado y las determinaciones del CENACE. Al efecto es importante se tome en consideración lo siguiente:

- La vigilancia del Mercado es una atribución de la CRE (artículos 12, fracción XI y 104 último párrafo de la LIE) por lo que no debe participar en esta atribución la SENER.
- Sí es posible delegar esta atribución a un tercero pero, de así hacerse, deben establecerse los términos y condiciones para que ello suceda.
- Considerando las atribuciones y facultades que se le están otorgando a la Unidad de Vigilancia, es conveniente que la misma se integre por un comité colegiado en términos de lo previsto en el artículo 104 último párrafo de la LIE. Se propone que la integración del comité colegiado se defina por la CRE a propuesta del Comité

Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado en el cual tienen representación los Participantes del Mercado.

- Las determinaciones del CENACE pueden revisarse por la SENER en coordinación con la CRE.

B. Controversias

Las controversias rechazadas por el CENACE pueden ser sometidas a la Unidad de Vigilancia dentro de los 10 días hábiles siguientes al del rechazo, la cual puede investigar y ordenar al CENACE revertir su decisión.

Es necesario establecer qué medio de impugnación procede en contra de la resolución de la Unidad de Vigilancia.

C. Monitoreo de Ofertas y Remediación

El CENACE debe informar a la Unidad de Vigilancia del Mercado los casos en los cuales las ofertas excedan los parámetros de costo registrados o costos de oportunidad correspondientes, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado.

Al recibir ofertas en exceso de los parámetros de costo registrados o costos de oportunidad correspondientes, el CENACE utilizará dichos parámetros o costos de oportunidad por cada Central Eléctrica para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real, a menos que la Unidad de Vigilancia de Mercado, después de la revisión correspondiente, valide la oferta del Participante del Mercado. Al respecto es importante considerar lo siguiente:

- En términos del art. 104 de la LIE, quien puede revisar los parámetros de costos es la CRE y no el CENACE.
- Asimismo, es la CRE y no el CENACE o la Unidad de Vigilancia quien puede instruir que se corrijan o rectifiquen los parámetros de costos.
- De aplicarse el mecanismo previsto, en el caso de la última planta al corregir CENACE la oferta, se afecta a todos los generadores en la curva, sin embargo sólo tendría derecho al pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos por despacho de generación, el generador de la última planta.

11. Liquidación

Es importante aclarar que en el Mercado no existe una cámara de compensación y que CENACE actúa en realidad como cámara de liquidación.

Debe definirse si en las transacciones bilaterales financieras es necesario establecer una cámara de compensación.

12. Comité de Análisis de las Reglas del Mercado y Consultivos

Es importante que se precise cuándo debe de quedar integrado este comité y cómo se seleccionará a los representantes de la industria que integren el mismo.

Se sugiere revisar la integración del Comité y balancearlo de forma que todos los interesados tengan el mismo grado de representatividad. Falta incluir a un representante de usuarios de servicios básicos.

Corresponde al Consejo de Administración del CENACE aprobar las modificaciones a los Manuales de Prácticas del Mercado pudiendo establecer dicho Consejo de Administración que, con la aprobación unánime de un Comité Consultivo de las Reglas del Mercado, la aprobación del Consejo de Administración se dé automáticamente. Lo anterior resulta cuestionable dado que un Comité Consultivo estaría de facto sustituyendo las funciones del Consejo.

Los Comités Consultivos de las Reglas del Mercado pueden analizar los criterios y procedimientos de operación e instruir al servidor público del CENACE responsable la reversión de la modificación o la realización de nuevos cambios derivados de una solicitud de un Participante del Mercado o por iniciativa propia. Esto, violenta todo el funcionamiento del CENACE dado que un Comité que, en principio tiene carácter de “Consultivo”, no debe de poder instruir a un servidor público. De dejarse así, el Comité Consultivo estaría sustituyendo en la práctica al CENACE y estaría efectuando actos de autoridad.

Dice (versión 24/feb/2015)	Comentarios
Contenido de las Bases del Mercado Eléctrico	Comentarios Generales. El documento se denomina “Bases del Mercado Eléctrico”, sin embargo contiene temas que deberían ser parte de las disposiciones operativas del mercado. Además en varios segmentos se identifica el documento como “Reglas del Mercado”. Se requiere precisar el contenido del mismo para evitar futuras confusiones.
Las Bases del Mercado Eléctrico constan de diez Capítulos, en los cuales se define la manera en que el CENACE y los Participantes del Mercado llevarán a cabo las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista.	
En el Capítulo I se describen las etapas de implementación, en tanto que en el Capítulo II se describen las disposiciones generales que deberán observar los Participantes del Mercado y el CENACE, destacándose entre ellas: los criterios de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga, quienes deberán desarrollar procesos más expeditos y de menor costo que beneficien al desarrollo del Mercado Eléctrico; el sistema de información del mercado que deberá implementar el CENACE con información para el público en general, los Participantes del Mercado y las autoridades; el procedimiento de registro y certificación de los Participantes del mercado; el Código de Conducta que deberán observar los Participantes; así como los procedimientos de suspensión y terminación de contratos y de resolución de controversias entre el CENACE y los Participantes.	
En el artículo 95 de la Ley se establece que el Mercado Eléctrico Mayorista deberá promover el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, por lo que en este sentido, el Capítulo III establece las normas que rigen el mantenimiento de la Confiabilidad del sistema, los procedimientos operativos a ser usados en un estado operativo de emergencia, los requisitos mínimos para la comunicación entre el CENACE y los Participantes del Mercado, así como las obligaciones y responsabilidades relativas a la Confiabilidad que deberán llevar a cabo los Transportistas, Distribuidores, Centrales Eléctricas, Generadores exentos, Participantes del Mercado y el CENACE.	

El Capítulo IV incluye los esquemas especiales para la operación de los pequeños sistemas eléctricos que integran el Sistema Eléctrico Nacional. De igual forma, incluye una descripción del esquema especial de Mercado Eléctrico Mayorista que se aplicará en estos sistemas.	
Las operaciones del mercado se describen en el Capítulo V, iniciando por el modelo de la red física que representa los parámetros eléctricos y la topología de los elementos de la red y por el modelo comercial del mercado, el cual ajustará el modelo de la red física a las necesidades de asignación de unidades, el despacho de generación y la operación del Mercado Eléctrico.	
El Mercado Eléctrico Mayorista está compuesto por un Mercado de Día en Adelanto y un Mercado en Tiempo Real, en los cuales los Participantes del Mercado deberán enviar sus ofertas de compra y venta de energía y Servicios Conexos al CENACE.	
Una vez recibidas las ofertas de compra y venta de energía, el CENACE realizará el despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados, en los cuales las inyecciones y retiros de energía en cada nodo deberán estar balanceados, además de cumplir los requisitos de reservas establecidos en cada uno de los mercados. El resultado de dicho despacho económico serán los precios marginales de las reservas en cada zona de reservas y los precios marginales locales de la energía en cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional, integrados por un componente de energía, un componente de congestión y un componente de pérdidas.	
Adicionalmente a los Servicios Conexos incluidos en el mercado, existirán otros como las reservas reactivas, la Potencia Reactiva y el arranque de emergencia que serán pagados bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE, basadas en costos de oportunidad, operación y mantenimiento.	
En relación con la planeación operativa expuesta en el Capítulo VI, los Participantes del Mercado están obligados a proporcionar al CENACE la información necesaria para la realización de dicha planeación en el mediano plazo con un horizonte de un mes a tres años. Asimismo, todos los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional, se deben planear y coordinar con tiempo suficiente para realizar los estudios necesarios para su programación.	
El CENACE establecerá las ofertas de costo de oportunidad para determinadas unidades de energía limitada, basándose en un análisis del uso óptimo de sus recursos. Estas ofertas son las que los representantes de recursos de energía limitada deberán enviar al CENACE en el Mercado de Día en Adelanto y el Mercado en Tiempo Real.	
Otro punto a considerar es la coordinación del mercado eléctrico y del mercado de gas natural, debiendo tomar en cuenta, entre otros factores, la factibilidad de obtener suministro y transporte de	

gas en firme, la disponibilidad de reprogramación y los mantenimientos programados en el suministro y transporte de gas.	
En el Capítulo VII se describen los mercados de largo plazo que formarán parte del mercado eléctrico, los cuales ayudarán a garantizar la eficiencia y Continuidad del Sistema Eléctrico Nacional y a promover la estabilidad de precios.	
El primero de estos mercados de largo plazo es el de derechos financieros de transmisión, los cuales serán adquiridos a través de asignación, subastas o por fondeo de la expansión de la red. Los derechos financieros de transmisión otorgan a sus titulares el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los componentes de congestión marginal de los precios marginales locales entre un nodo de origen y un nodo de destino.	
Adicionalmente, el mercado eléctrico contará con un mercado de Potencia que garantice la instalación de capacidad de generación suficiente cumplir los requisitos mínimos establecidos por la CRE. Este mecanismo se complementará por un mecanismo de precios graduales de escasez de reservas.	
En relación a los Certificados de Energías Limpias, existirá un mercado spot en el que los Participantes del mercado podrán presentar ofertas para vender o comprar estos Certificados libremente.	
El último elemento de los mercados de largo plazo son las subastas de mediano y largo plazo, las cuales permitirán la participación de entidades responsables de carga que deseen adquirir bajo este mecanismo contratos de cobertura que abarcan energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias. Se operará una Subasta de Mediano Plazo que se llevará a cabo anualmente para contratos de cobertura de energía para los tres años siguientes y una Subasta de Largo Plazo que se llevará a cabo anualmente para contratos de cobertura de Potencia y Certificados de Energías Limpias. Estos contratos iniciarán tres años después de llevarse a cabo la subasta y tendrán una duración de diez años.	Se considera que 10 años es un plazo muy corto. Al menos deben de ser 20 años para poder ofrecer tarifas competitivas de electricidad.
Para asegurar un adecuado funcionamiento del mercado eléctrico, el Capítulo VIII describe los parámetros que deberán registrar los representantes de Centrales Eléctricas a fin de que la unidad de vigilancia del mercado pueda verificar las ofertas realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo, describe las responsabilidades que tendrá la unidad de vigilancia del mercado respecto al monitoreo del desempeño del Mercado Eléctrico.	
Para la realización de todas las transacciones antes descritas, el CENACE aplicará requisitos de	

crédito en relación con los pasivos potenciales conocidos y estimados de un Participante del Mercado. El Capítulo IX aborda tanto los temas referentes a la administración de dicho crédito como la restricción, suspensión y terminación de contratos por falta de capacidad financiera, así como el ciclo, mora o retraso en los pagos y cuentas incobrables.	
Finalmente, el Capítulo X establece los lineamientos generales para la medición con calidad de facturación, la cual es parte fundamental para llevar a cabo las liquidaciones de todas las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo, en este Capítulo se describen los procedimientos que deberá llevar a cabo el CENACE para emitir las liquidaciones respectivas a cada uno de los Participantes del Mercado, manteniendo siempre la contabilidad del mercado eléctrico en una base de equilibrio.	
Etapas de Implementación	
1) El Mercado Eléctrico Mayorista consta de los siguientes componentes que se operarán de manera independiente:	
a) Mercado del 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) Subastas de Mediano Plazo para energía.	
e) Subastas de Largo Plazo para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias.	
f) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
2) A fin de asegurar el inicio oportuno de los elementos críticos, a la vez que el diseño completo incluya todos los aspectos necesarios para maximizar la eficiencia, los diferentes componentes del Mercado Eléctrico Mayorista se implementarán en diferentes momentos, y cada componente se podrá implementar en etapas.	En las Etapas de Implementación se menciona el mercado de Primera Etapa y mercado de Segunda Etapa. ¿Bajo qué criterios se determinará que ya se puede iniciar con la Segunda Etapa; qué indicadores de desempeño del Mercado se establecerán para asegurar que la operación y desempeño del Mercado en su Primera Etapa ya se cumplió?
3) El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real para energía y Servicios Conexos se implementará en las siguientes etapas:	

a)	El mercado de PRIMERA ETAPA incluirá las siguientes características:	
i.	No se permitirán ofertas virtuales.	
ii.	Se incluirá un Mercado del Día en Adelanto y un Mercado de Tiempo Real.	
iii.	Solamente serán aceptadas las Transacciones de Importación y Exportación para energía, con programación fija, en el Mercado del Día en Adelanto.	
iv.	No se incluirán Recursos de Demanda Controlable en el despacho económico.	
v.	Se podrán aplicar precios graduales de escasez a través de curvas de demanda para reservas.	
vi.	Los precios marginales del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real serán el menor entre los precios que resultan del programa de despacho y los precios tope establecidos en las Reglas de Mercado.	
vii.	Las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en el Mercado del Día en Adelanto no serán instruidas a cancelar dichas asignaciones en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
viii.	Las instrucciones de arranque de unidades por motivos económicos en el Mercado de Tiempo Real se emitirán solo en casos notorios y con base en cálculos simplificados realizados por el CENACE.	No queda claro cuando son notorios los motivos económicos. Favor de aclarar.
ix.	Las ofertas al Mercado de Tiempo Real solo podrán variar de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto ante cambios en las capacidades disponibles de generación.	
x.	El Mercado de Tiempo Real no incluirá la evaluación automática del despacho y asignación basada en el pronóstico intradía.	
xi.	El CENACE enviará facturas quincenales.	
xii.	Todos los cargos del Mercado de Tiempo Real estarán basados en los datos de mediciones por hora.	
b)	El mercado de SEGUNDA ETAPA incluirá las siguientes características:	
i.	Incluirá ofertas virtuales , previa la validación respectiva por parte la	Si se incluyen ofertas virtuales (Price Bids), no

	Unidad de Vigilancia del Mercado.	estarían basadas en costos, sino en precios, lo cual puede ser violatorio de la LIE.
ii.	El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se complementarán por un Mercado de Hora en Adelanto.	
iii.	Se podrán aceptar Transacciones de Importación y Exportación para energía o Servicios Conexos, con programación Fija o despachable, en el Mercado del Día en Adelanto o Mercado de una Hora en Adelanto.	
iv.	Se incluirán Recursos de Demanda Controlable en el despacho económico.	
v.	Se aplicarán precios graduales de escasez a través de curvas de demanda para reservas.	
vi.	Los precios marginales del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real se basarán en una corrida de precios calculados con precios de escasez más bajos que los que se usan en la corrida de despacho.	Dar ejemplos para entender el fundamento, de que escasez se trataría.
vii.	Las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en el Mercado del Día en Adelanto podrán ser instruidas a cancelar dichas asignaciones en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	¿Por qué si se aplica en la Segunda etapa y no en la Primera?
viii.	Las instrucciones de arranque de unidades por motivos económicos en el Mercado de Tiempo Real se emitirán a través de la operación continua de un modelo de optimización de asignación y despacho.	
ix.	Se permitirá que las ofertas de precio al Mercado de Tiempo Real varíen de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto.	¿Bajo qué condiciones, si los precios aumentan tendrá que haber una justificación que lo respalde?.
x.	El algoritmo de despacho del Mercado de Tiempo Real incluirá despacho y asignación automático basado en el pronóstico intradía.	
xi.	El CENACE enviará facturas semanales.	
xii.	Los diversos cargos del Mercado de Tiempo Real serán calculados y liquidados por cada intervalo de despacho.	
c)	Posteriormente, se podrá implementar un Mercado de etapas posteriores, mediante modificaciones a estas Bases del Mercado Eléctrico.	Cualquier modificación a estas bases deberá ser aprobada por los órganos involucrados

		correspondientes y los participantes del Mercado. Cualquier modificación que se realice, será para corregir anomalías observadas en la operación del Mercado, pero no es razonable dejar abierto a aplicar cambios en forma ilimitada.
4)	El Mercado de Potencia se implementará en las siguientes etapas:	
	a) El mercado de PRIMERA ETAPA incluirá las siguientes características:	
	i. El precio tope de Potencia se establecerá en un valor simplificado.	Explicar cómo se determina ese valor simplificado.
	ii. El precio de cierre de Potencia se tomará como igual al precio tope.	
	iii. El precio neto de Potencia se establecerá en un valor simplificado.	
	iv. Se comprará hasta la cantidad de Potencia requerida a dichos precios; en caso de existir Potencia en exceso de dicha cantidad, las compras se prorratearán entre los Generadores.	No se aclara como se tomará en cuenta la tecnología de los Generadores Qué indicadores se establecerán para decidir pasar a la SEGUNDA ETAPA.
	b) El mercado de SEGUNDA ETAPA incluirá las siguientes características:	
	i. El precio tope de Potencia se basará en un análisis completo de las Centrales Eléctricas instaladas.	
	ii. El precio de cierre de Potencia se basará en las ofertas recibidas por los Participantes del Mercado.	
	iii. El precio neto de Potencia se basará en un cálculo ex-post de las rentas del Generador de referencia, con base en los resultados reales del Mercado de un Día en Adelanto.	
	iv. Las cantidades de compras asignadas a los Generadores se determinarán en función de ofertas competitivas.	No queda claro el concepto de compra, si es de potencia.
	c) Posteriormente, se podrá implementar un Mercado de etapas posteriores, mediante modificaciones a estas Bases del Mercado Eléctrico.	
5)	Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se implementarán en las siguientes etapas:	

a)	Las Subastas de PRIMERA ETAPA se realizarán anualmente, con plazos de vigencia de un año, de tres años y de diez años:	
b)	Las Subastas de SEGUNDA ETAPA se realizarán mensualmente, introduciendo plazos mensuales:	
c)	Posteriormente, se podrán implementar Subastas de etapas posteriores, mediante modificaciones a estas Bases del Mercado Eléctrico.	
6)	Los demás componentes del Mercado Eléctrico Mayorista (mercado de Certificados de Energías Limpias, así como Subastas de Mediano y Largo Plazo) se implementarán en una sola etapa cada uno, sin perjuicio de que se puedan implementar mercados de etapas posteriores, mediante modificaciones a estas Bases del Mercado Eléctrico.	
7)	Los calendarios previstos para la implementación son los siguientes:	
a)	Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real para energía y Servicios Conexos.	
i.	Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de septiembre de 2015.	
ii.	Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir del 31 de diciembre de 2015 (operación del Mercado del Día en Adelanto para el día operativo del 1 de enero de 2016).	Se establece un periodo de 4 meses para las pruebas del Mercado en la PRIMERA ETAPA, y a partir de enero de 2016 pasar a la SEGUNDA ETAPA. Antes de pasar a esta etapa, deberá observarse y analizarse el desempeño del mercado a través de los indicadores de desempeño que se establezcan.
iii.	Operación del mercado de SEGUNDA ETAPA: En 2018.	
b)	Subastas de Largo Plazo para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias.	¿Se pueden subastar estos tres componentes por separado?
i.	Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de septiembre de 2015.	
ii.	Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de octubre de 2015 (para contratos que inician en 2018).	
c)	Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados: En agosto de 2015	

d)	Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
i.	Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de septiembre de 2015.	
ii.	Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de noviembre de 2015.	
iii.	Operación del mercado de SEGUNDA ETAPA: A partir de enero de 2017.	
e)	Mercado de Potencia.	
i.	Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: Octubre de 2015.	
ii.	Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: Noviembre de 2015.	
iii.	Operación del mercado de SEGUNDA ETAPA: A partir de noviembre de 2016.	
f)	Subastas de Mediano Plazo para energía.	
i.	Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de septiembre de 2016.	
ii.	Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de octubre de 2016.	
g)	Mercado de Certificados de Energías Limpias.	
i.	Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: 2018, en función de los periodos que establezca la CRE para el cálculo de los Certificados de Energías Limpias a otorgarse y de las obligaciones respectivas.	
ii.	Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: 2018, en función de los periodos que establezca la CRE para el cálculo de los Certificados de Energías Limpias a otorgarse y de las obligaciones respectivas.	
8)	Los calendarios previstos se podrán modificar a fin de asegurar el desarrollo completo de las reglas y de los sistemas requeridos para su ejecución confiable y eficiente.	
II	Disposiciones Generales	
1.	Definiciones y Abreviaturas	

Para los efectos de estas Bases del Mercado Eléctrico, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley y artículo 2 de su Reglamento, se entenderá por:	
Abasto Aislado: De acuerdo con los artículos 22, 23, 24 y 25 de la Ley y 3 de su Reglamento. Es la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución.	
Asignación de Unidades de Generación para Confiabilidad (AUGC): Proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica realizado por el CENACE para asegurar que la energía eléctrica y las reservas adecuadas estén disponibles para mantener la Confiabilidad en la operación del Sistema Eléctrico Nacional en Tiempo Real. Se realiza mediante la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad realizada antes del Mercado del Día en Adelanto. (AUGC-DA) y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad Suplementaria (AUGC-S), realizada después del Mercado del Día en Adelanto.	
Central Eléctrica Agregada: Central Eléctrica que se modela a través de un NodoP Agregado.	
Certificados de Energías Limpias (CEL): Como se define en la Ley.	
Cliente de Interconexión Legado: Titular de un Contrato de Interconexión Legado.	
Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado: Los comités constituidos en los términos del artículo 110 de la Ley, que tienen facultades para realizar análisis en relación con las Reglas del Mercado, con la participación de representantes de la Industria Eléctrica.	¿Cuándo se constituyen y cómo se seleccionarán a los representantes de la industria? Este comentario es aplicable a todos los Comités.
Comité de Evaluación del CENACE: El comité constituido en los términos del artículo 112 de la Ley, que tiene facultades para revisar el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista.	
Componente de Congestión Marginal (CCM): La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de congestión en cada NodoP.	
Componente de Energía Marginal (CEM). La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del Sistema Eléctrico Nacional.	
Componente de Pérdidas Marginales (CPM). La parte del Precio Marginal Local que	

representa el costo marginal de pérdidas en cada NodoP.	
Compras PM de energía física: Para un Participante del Mercado determinado, la cantidad total (en MWh) de las posiciones netas de compra de energía en un período determinado, donde las posiciones netas de energía del Participante del Mercado se calculan por separado para cada NodoP como la suma de todas las posiciones del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real en el NodoP y donde solo los NodosP que tienen una posición neta de compra se incluyen en el total.	
Compras PM de energía en Mercado del Día en Adelanto: Para un Participante del Mercado determinado, la cantidad total (en MWh) de las posiciones netas de compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto en un período determinado, donde las posiciones de energía neta del Participante del Mercado se calculan por separado por cada NodoP como la suma de todas las posiciones en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP y donde solo los NodosP que tienen una posición neta de compra se incluyen en el total.	
Compras PM de energía en Mercado de Tiempo Real: Para un Participante del Mercado determinado, la cantidad total (en MWh) de las posiciones netas de compra de energía en el Mercado de Tiempo Real en un período determinado, donde las posiciones netas de energía del Participante del Mercado se calculan por separado por cada NodoP como la suma de todas las posiciones en el Mercado de Tiempo Real en el NodoP y donde solo los NodosP que tienen una posición neta de compra se incluyen en el total. Para efectos de lo anterior, en el caso de un Generador, cuando la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto en un NodoP es mayor a la energía realmente entregada en ese nodo, el Generador comprara energía en el Mercado de Tiempo Real por una cantidad igual a la diferencia: en el caso de una Entidad Responsable de Carga, cuando la energía retirada de un NodoP es mayor que la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto en ese nodo, la Entidad Responsable de Carga compra energía en el Mercado de Tiempo Real por una cantidad igual a la diferencia.	
Compras Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto: La suma de todas las Compras PM de energía en el Mercado del Día en Adelanto durante un período determinado.	
Compras Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real: La suma de todas las Compras PM de energía en el Mercado de Tiempo Real durante un período determinado.	
Compras Totales de energía física: La suma de todas las Compras PM de energía física en un período determinado.	

Compuerta de Flujo: Un conjunto de elementos de la red eléctrica, representado por la suma algebraica de sus flujos de potencia para evaluar el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional.	
Contingencia Múltiple: Falla o salida inesperada de dos o más unidades de una Central Eléctrica o elementos de transmisión o distribución que, de acuerdo con los estándares aplicables, tenga una probabilidad de ocurrencia que sea relevante para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.	
Contingencia Sencilla: Falla o salida inesperada de cualquier Unidad de Central Eléctrica, línea de transmisión, transformador, compensador estático de VARs, enlace internacional en corriente directa o alterna, carga o elementos de compensación serie/paralelo que puede afectar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
Contrato de Central Externa Legada: Contrato de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada, o su equivalente, celebrado entre la Comisión Federal de Electricidad y el propietario de una Central Externa Legada, ésta definida en los términos de la Ley, para la construcción y operación de dicha central en modalidad de producción independiente de energía.	
Contrato de Interconexión Legado (CIL). Contrato bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, Pequeño Productor, Importación, Exportación o usos propios continuos, que no se ha convertido en un nuevo contrato en términos de la Ley.	
Control Automático de Generación (CAG): Sistema informático del CENACE que forma parte del software de despacho y se utiliza para controlar la frecuencia de un Sistema Eléctrico y los intercambios de potencia neta con sus sistemas eléctricos vecinos, mediante el incremento o disminución de potencia a través de señales de telecontrol entre el CENACE y las Unidades de Central Eléctrica.	
Coordinador de Confiabilidad: Entidad del CENACE que, con la finalidad de asegurar la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional, establece las pautas para la coordinación de trabajos y mantenimientos en el sistema, procedimientos de coordinación de los esquemas acción remedial y de protección de sistema, análisis de eventos mayores, planes de seguridad, acciones conjuntas de evaluación, análisis de obras requeridas y la coordinación de medidas de seguridad con los sistemas vecinos.	
Costo de Operación en Vacío: Se refiere al costo de operación por hora de una Central Eléctrica, a un nivel de producción de cero; el cual, sumado con los costos incrementales hasta un	

nivel dado de producción, se considera el costo variable total por hora.	
Costo Total de Corto Plazo (CTCP): Precio calculado en los términos vigentes antes de la entrada en vigor de la Ley.	
Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (DERS): Sistema informático del CENACE para calcular en tiempo real los puntos base de generación y los precios de la energía del Sistema Eléctrico Nacional, para suministrar los requerimientos de energía al mínimo costo de producción del Sistema, cumpliendo con las restricciones operativas de la red eléctrica. Los puntos base de generación son los valores óptimos a los que deben operar las Unidades de las Centrales Eléctricas.	Es importante definir el concepto de Puntos Base por separado y precisar si es respecto a eficiencia propia, si es dinámico y cómo se define el valor óptimo Favor de separar la definición.
Derechos a Ingresos por Subastas. El derecho a cobrar el precio por la venta de Derechos Financieros de Transmisión de determinadas características en las subastas periódicas de los Derechos Financieros de Transmisión.	
Derechos Financieros de Transmisión (DFT): como se define en la Ley.	
Directamente Modelado: Central Eléctrica o Centro de Carga que se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física.	
Disponibilidad de Entrega Física: La porción de la capacidad instalada de una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, tomando en cuenta la capacidad de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, contribuye a la capacidad de un sistema eléctrica para suministrar demanda en las horas críticas de dicho sistema. Se determinará por el CENACE de acuerdo con los Manuales de Prácticas del Mercado.	¿Cuándo se van a emitir los Manuales de Prácticas del Mercado en sus distintas modalidades?
Disponibilidad de Producción Física: La porción de la capacidad instalada de una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, en promedio durante un periodo dado, está disponible para producir energía durante las horas críticas de un sistema eléctrico. Se determinará por el CENACE de acuerdo con los Manuales de Prácticas del Mercado.	
Elemento: Componentes principales del Sistema Eléctrico Nacional tales como: las Unidades de Central Eléctrica, líneas de transmisión, transformadores, reactores, bancos de capacitores, compensadores estáticos de VARs, cargas, interruptores, seccionadores u otro elemento eléctrico.	
Error de Control de Área: es la potencia que se requiere subir o bajar en el Sistema Eléctrico para que la frecuencia y/o el intercambio sean iguales a los valores programados.	

• EMS: Por sus siglas en inglés Energy Management System (Sistema de administración de energía). Software utilizado por el CENACE para realizar el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional.	
• Entidad Responsable de Carga (ERC). Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores Básicos, Suministradores Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación.	
• Equipo: Dispositivo que realiza una función específica para la operación, utilizado como una parte de o en conexión con una instalación eléctrica.	
• Esquema de Acción Remedial (EAR): Un conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la red eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de Central Eléctrica, interrupción de carga y cambio de topología; para llevar al Sistema en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la Red Nacional de Transmisión, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a usuarios finales.	
• Esquema de Protección de Sistema (EPS): Un conjunto coordinado de controles diseminado en el Sistema Eléctrico, diseñado como último recurso para estabilizar y mantener en lo posible la integridad del Sistema Eléctrico Nacional ante un inminente colapso parcial o total. Ante problemas de estabilidad de frecuencia o estabilidad de voltaje, su finalidad es controlar las variables eléctricas (mediante interrupción automática de carga, desconexión automática de Unidades de Central Eléctrica o desconexión de elementos de transmisión) para recuperarlas y mantenerlas dentro de una banda operativa; inclusive considera segregar en forma controlada el Sistema Eléctrico en un conjunto de islas para evitar el colapso, de acuerdo con la naturaleza y evolución del disturbio. Su función se coordina con la operación de los Esquemas de Acción Remedial, los cuales aíslan uno o varios elementos del Sistema Eléctrico Nacional cuando se tiene una condición de emergencia focalizada en la red.	
• Estabilidad: Habilidad de un Sistema Eléctrico partiendo de una condición inicial, para permanecer en equilibrio y mantener su integridad después de la ocurrencia de una contingencia.	
• Estabilidad de Frecuencia: Habilidad en la cual el Sistema Eléctrico Nacional o una parte de él, que permite mantener la frecuencia dentro de un rango nominal, proporcionando balance entre la carga y la generación ante la ocurrencia de contingencias.	

• Estabilidad de Voltaje: Habilidad en la cual el Sistema Eléctrico Nacional o una parte de él, que permite mantener las magnitudes de voltaje en valores adecuados de operación ante la ocurrencia de contingencias o incrementos de transferencia de potencia activa entre regiones operativas.	
• Estabilidad Dinámica: Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional o una parte de él, que permite mantener el sincronismo entre unidades generadoras ante la ocurrencia de pequeñas variaciones de carga o generación.	
• Estabilidad Transitoria: Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional o una parte de él, para mantener el sincronismo entre unidades generadoras ante la ocurrencia de contingencias.	
• Estándares de Calidad: Lineamientos establecidos por la CRE para el Suministro Eléctrico con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales.	
• Estándares de confiabilidad: Lineamientos establecidos por la CRE para la operación del Sistema Eléctrico Nacional, aplicables a todas las condiciones operativas que se puedan presentar, para que, optimizando los recursos eléctricos disponibles, se cumpla con los aspectos operativos de seguridad, Continuidad, Calidad y economía.	
• Etiquetas Electrónicas: Registro de una transacción física de energía o Servicios Conexos, creado conforme a los estándares del North American Electric Reliability Corporation (NERC) o su equivalente en el Mercado Eléctrico Mayorista. Las etiquetas electrónicas solo se usarán para identificar programas de importación o exportación.	
• Flujo Óptimo de Potencia (OPF): Software utilizado por el CENACE para determinar el despacho óptimo de los recursos de generación y el cálculo de precios nodales.	
• Fondo de Contingencia contra la Morosidad: Cuenta financiera, administrada por el CENACE, con la finalidad de gestionar el capital de trabajo que se deriva del ciclo de facturación.	
• Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación. Pagos del CENACE a los Generadores para garantizar la recuperación de costos incurridos en la puesta en marcha y operación en vacío cuando las Centrales Eléctricas se obligan a operar por instrucciones del CENACE.	
• Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación. Pagos del CENACE a los Generadores para garantizar la recuperación de costos de oportunidad cuando las Unidades de Central Eléctrica se despachan fuera de mérito por instrucciones del CENACE.	
• Generador de Intermediación: Especie de la modalidad de Participante del Mercado	Favor de precisar los alcances y efectos de esta

denominada Generador, que abarca la representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de las Centrales Eléctricas y de los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.	representación. En ningún momento deben de afectarse las condiciones que ya existen en los Contratos de Interconexión Legados.
Indirectamente Modelado: Son las Centrales Eléctricas de generación y Centros de Carga que no se representan explícitamente en el Modelo Comercial de Mercado pero que sí se definen en el Modelo Comercial de Facturación.	
Límite Operativo: Se define como la capacidad máxima de transporte de potencia (MVA) o corriente (Amperes) de las líneas de transmisión, transformadores y compuertas de flujo (en este último expresado en MW) que resulta de los estudios de planeación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional determinados por el CENACE. Para las barras de las subestaciones eléctricas, se define como los rangos de los voltajes de operación en una barra en los estados operativos normal y alerta, determinados en los estudios de planeación de la operación de la red.	
Límite Térmico: Se define como la máxima capacidad de transporte de potencia (MVA) o corriente (Amperes) de las líneas y transformadores en estado estacionario. Los responsables de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional deben determinar y reportar al CENACE la capacidad de las líneas y transformadores bajo su responsabilidad, en los términos establecidos en los estándares de confiabilidad aplicables, y sujeto a la verificación por la CRE.	
Maximización del Bienestar Social: Criterio para la optimización del Mercado Eléctrico Mayorista, bajo el cual se maximiza el valor del producto suministrado menos el costo de producción. Para estos efectos se asume que el valor del producto suministrado se determina por las ofertas de compra, mientras el costo de producción se determina por las ofertas de venta. En el caso particular de las ofertas de compra fijas para la compra de energía eléctrica o Servicios Conexos, se aplicará el valor de la demanda no suministrada que determine la Secretaría, o bien, el precio de escasez que corresponde al Servicio Conexo.	
Mercado del Día en Adelanto (MDA): Mercado de antelación en el que sus Participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía y Servicios Conexos, las cuales resultarán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de energía y Servicios Conexos en el día siguiente a la realización del Mercado del Día en Adelanto.	¿Cómo operaría para un Generador Eólico?

• Mercado de Tiempo Real (MTR): Mercado en el que sus Participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía y Servicios Conexos, las cuales resultarán en instrucciones de despacho para la entrega o recepción física de energía y Servicios Conexos en el mismo día de la realización del Mercado de Tiempo Real, así como los precios a los cuales se liquidarán las diferencias entre las cantidades generadas y consumidas durante la operación de tiempo real y las cantidades comprometidas en el Mercado del Día en Adelanto.	¿Cómo operaría para un Generador Eólico?
• Mercado de una Hora en Adelanto (MHA): Mercado a ser implementado en la SEGUNDA etapa, en el que sus Participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía y Servicios Conexos, las cuales resultarán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de energía y Servicios Conexos en la hora siguiente a la realización del Mercado de una Hora en Adelanto.	
• Micro-Red. Grupo de cargas y Recursos de Generación Distribuidos con demanda máxima menor que 5 MW, con fronteras eléctricas claramente definidas que se comporta como una sola entidad y que no puede conectarse a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para permitir la operación interconectado a estas.	
• Modelo Comercial de Facturación (MCF): El modelo utilizado para la asignación de los pagos por las inyecciones y retiros físicos de energía y otros productos al Sistema Eléctrico Nacional. Contiene información sobre precios calculados en el Modelo Comercial de Mercado, y complementa al mismo con información sobre las inyecciones y retiros por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas y Centros de Carga Indirectamente Modelados.	
• Modelo Comercial de Mercado (MCM): El modelo utilizado para operar en el mercado de energía y servicios conexos. El Modelo Comercial de Mercado se basa en el Modelo de la Red Física, con ajustes para los recursos cuya operación en el mercado se modela de una forma diferente a sus características físicas de interconexión.	
• Modelo de la Red Física (MRF): Modelo detallado de tipo nodo/interruptor usado en el Energy Management System para el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional.	
• Modo AUTO: El Control Automático de Generación que controla una Unidad de Central Eléctrica para regular el Error de Control de Área alrededor de un punto base económico calculado por el despacho económico en tiempo real. Cuando el Error de Control de Área regresa a cero la unidad de la Central Eléctrica regresa al punto base económico.	

• Modo BREG: El Control Automático de Generación que controla la unidad de la Central Eléctrica para regular el Error de Control de Área dentro de un rango y punto base especificado por el operador, entre los límites de regulación de la unidad.	
• Modo ECON: El Control Automático de Generación que controla la unidad de la Central Eléctrica asignándole un punto base económico calculado por el despacho económico de tiempo real cada ciclo de ejecución.	
• Modo RAMP: El Control Automático de Generación que controla la unidad de la Central Eléctrica moviendo la generación en incremento o decremento hasta un valor solicitado por el operador, con base en una rampa proporcionada por el operador.	
• Modo SREG: El Control Automático de Generación que controla la unidad de la Central Eléctrica para regular el Error de Control de Área dentro de un rango y punto base programado por el operador, entre los límites de regulación de la unidad.	
• MVA: Megavoltio Ampere.	
• MW: Megawatt.	
• MWh: Megawatt hora.	
• NodoC: Nodo de Conectividad a la Red. El conjunto de NodosC interconectados por ramas de la red constituye el Modelo de la Red Física.	
• NodoL: Nodo de facturación. El NodoL representa el punto físico de interconexión de cada Unidad de Central Eléctrica y Centro de Carga al Sistema Eléctrico Nacional.	Parece ser el mismo concepto que NodoF. Favor de aclarar.
• NodoP: Nodo de Precios: Un NodoC individual o un conjunto de NodosC donde se modela la inyección o retiro físicos y para el cual un Precio Marginal Local se utiliza para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
• NodoP Agregado: Vector de factores de ponderación (que suman a 1), que puede ser multiplicado por una cantidad, con el propósito de representar la distribución media ponderada de inyecciones o retiros entre diferentes NodosP Elementales a partir de una instalación directamente modelada en el Modelo de la Red Física (por ejemplo, para representar la mezcla de las inyecciones de diferentes unidades de una central de ciclo combinado).	
• NodoP Distribuido: Vector de factores de ponderación (que suman a 1), que puede ser multiplicado por una cantidad con el propósito de representar la distribución media ponderada de	

inyecciones o retiros entre diferentes NodosP Elementales a partir de instalaciones Indirectamente Modeladas (por ejemplo, para representar la mezcla de puntos de retiro utilizados por los Centros de Carga Indirectamente Modelados en una zona).	
• NodoP Elemental: NodosP que corresponde a un bus de red específico en el Modelo Comercial de Mercado.	
• Operación: Conjunto coordinado de decisiones, instrucciones y acciones de control cuyo objetivo es proporcionar a los usuarios un suministro de energía eléctrica de alta calidad, manteniendo la seguridad, Confiabilidad y Continuidad, maximizando el bienestar social. También se define como la aplicación del conjunto de técnicas y procedimientos destinados al uso y funcionamiento adecuado de los elementos del Sistema Eléctrico de potencia.	Dado que es un concepto que se repite en el documento, ¿debería de existir un concepto de Operación Obligatoria?
• Participante del Mercado (PM): Como se define en la Ley.	
• Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red. Pequeño sistema en los términos del artículo 65 de la Ley, que no rebasa una capacidad máxima de 5 MW.	
• Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada. Pequeño sistema en los términos del artículo 65 de la Ley, que rebasa una capacidad máxima de 5 MW.	
• Posición Corta: Compromiso mediante el cual un Participante del Mercado debe entregar energía eléctrica u otro producto, o bien, pagar un monto basado en el precio del mismo en una fecha u hora futura.	Parecería estar invertida esta definición con la de Posición Larga. ¿La definición de Posición Corta debería ser recibir? Parecen no ser congruentes: Debería ser entregar o cobrar.
• Posición Larga: Compromiso mediante el cual un Participante del Mercado debe recibir energía eléctrica u otro producto, o bien, recibir un monto basado en el precio del mismo en una fecha u hora futura.	Parecería estar invertida esta definición con la de Posición larga. ¿La definición de Posición Corta debería ser entregar o comprar? ¿Debería ser recibir o pagar?
• Potencia: El compromiso para mantener capacidad física de generación y ofrecerla al	No pueden distinguirse dos definiciones para

Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real durante un periodo dado, la cual se ofrece por los Generadores y se adquiere por las Entidades Responsables de Carga a fin de cumplir sus obligaciones correspondientes. Se distingue de “potencia”, la cual se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado.	la misma palabra ¿Sería factible redefinir como “Potencia Comprometida”?
• Precio de Cierre de Potencia: El precio de Potencia que resulta del cruce de las ofertas de venta y de los requisitos de compra de Potencia, observando el Precio Máximo de Potencia.	
• Precio de Cuentas Incobrables: La cantidad incobrable pendiente actual, dividida entre las Compras Totales de energía física en el año anterior.	
• Precio Marginal Local (PML). Precio Marginal de energía eléctrica en un NodoP en el Modelo Comercial de Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado del Día en Adelanto y para el Mercado de Tiempo Real.	
• Precio Máximo de Potencia: El precio de Potencia calculado por el CENACE con base en los costos estimados de la tecnología de generación de referencia, la capacidad instalada y los requisitos de reservas de planeación, y que constituye un límite para el Precio de Cierre de Potencia.	
• Precio Neto de Potencia: El precio de Potencia a liquidarse como resultado del mercado de Potencia, para el cual se resta al Precio de Cierre de Potencia, la renta estimada que corresponde a la tecnología de generación de referencia por su operación en el Mercado del Día en Adelanto.	
• Precio de Reembolso por Penalizaciones: El monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado del Día en Adelanto o Mercado de Tiempo Real, dividido entre las Compras Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto o las Compras Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real, calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.	
• Precio del Reembolso por Sobrecobro por Congestión: El Sobrecobro Neto por Congestión del Mercado del Día en Adelanto dividido entre las Ventas Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto o el Sobrecobro Neto por Congestión del Mercado de Tiempo Real dividido entre las Ventas Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real, calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.	
• Precio del Reembolso por Sobrecobro de Pérdidas Marginales: El Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto o el Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real dividido entre el Total de Compras de energía en el Mercado del Día en Adelanto o el Total de Compras de energía en el Mercado de Tiempo Real para un período	

determinado. Calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.	
• Punto de Entrega (PdE). NodoP donde la energía eléctrica o Servicios Conexos se retiran del Sistema Eléctrico Nacional para la exportación.	
• Punto de Recepción (PdR). NodoP donde la energía eléctrica o Servicios Conexos se inyectan al Sistema Eléctrico Nacional como resultado de su importación.	
• Recurso de Demanda Controlable Agregado: Recurso de Demanda Controlable que se modela a través de un NodoP Agregado.	
• Recurso de Demanda Controlable (RDC): Carga que puede responder a instrucciones para disminuir carga.	
• Recurso de Demanda Controlable Garantizado: Recurso de Demanda Controlable que haya vendido Potencia en un periodo dado, por lo que ha contraído la obligación de ofrecer energía o Servicios Conexos al Mercado Eléctrico Mayorista.	
• Recurso: Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable.	
• Recursos de Soporte del Sistema (RSS): Centrales Eléctricas y Unidades con capacidad para funcionar como condensador síncrono que se operan para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico bajo la dirección del CENACE.	
• Región: Porción del Sistema Eléctrico Nacional delimitado por características eléctricas especiales de enlaces, interconexiones con otros sistemas, compuertas de flujo, generación y demanda. La Región se define de acuerdo con la Planeación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional. La metodología para determinar una Región se define en el Manual de Operación del CENACE.	
• Reserva de Regulación: Capacidad en MW disponible en Generadores para incrementar o decrementar potencia a partir de una condición inicial, que cuenten con la infraestructura para operar en regulación secundaria y estén funcionando dentro del control automático de generación.	
• Reserva No Rodante: Capacidad en MW de Generadores desconectados de la red eléctrica, que puedan sincronizar y entregar su potencia disponible dentro de un lapso establecido.	
• Reserva Operativa: Capacidad en MW de Generadores para incrementar potencia dentro de un lapso establecido, que combina reserva rodante y reserva no rodante.	

Reserva Reactiva: Capacidad en MVAR disponible en Generadores para inyectar Potencia Reactiva a la red eléctrica o absorber Potencia Reactiva de esta, con base en la condición operativa del Generador y a su curva de capacidad. Incluye la capacidad de Generadores que estén operando como condensadores síncronos, así como los compensadores estáticos de Reactivos.	
Reserva Rodante: Capacidad en MW de Generadores sincronizados a la red eléctrica para incrementar su potencia disponible dentro de un lapso establecido.	
Reserva Suplementaria: Capacidad en MW de Generadores para incrementar potencia dentro de un lapso establecido, que será mayor al lapso requerido para la reserva operativa.	
Responsabilidad Estimada Agregada: La suma de los pasivos potenciales conocidos y estimados de un Participante del Mercado en los términos del Manual de Prácticas del Mercado correspondiente.	
Redes Generales de Distribución (RGD): como se define en la Ley.	
Red Nacional de Transmisión (RNT): como se define en la Ley.	
Salida en Cascada: Desconexión no controlada y sucesiva de instalaciones y elementos del Sistema Eléctrico Nacional ocasionada por contingencias y que resultan en interrupciones del servicio eléctrico.	
SCADA: Por sus siglas en inglés Supervisory Control And Data Acquisition.	
Servicios de Programación Flexible: Contratos para la compra-venta de gas natural que proporcionen flexibilidad al comprador respecto del tiempo de entrega.	
Sistema de Información Simultánea de Acceso Abierto (OASIS): Sistema utilizado para publicar información y procesar reservaciones relativas a la disponibilidad de transmisión en EEUU.	
Sistema Eléctrico Nacional (SEN): como se define en la Ley.	
Sistema Flexible de Corriente Alterna (FACT): Por sus siglas en inglés Flexible Alternating Current Transmission System.	
Sincronía de Tiempo: Proceso a través del cual se establece la estampa de tiempo exacta al reloj interno de cualquier dispositivo electrónico.	
Sistema Interconectado Baja California: Sistema Eléctrico que abastece las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en el Estado de Baja California y San Luis Río Colorado en el Estado de Sonora, interconectado con el WECC y aislado del Sistema	

Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California Sur y del Sistema Interconectado Mulegé.	
• Sistema Interconectado Baja California Sur: Sistema Eléctrico que abarca desde Loreto hasta Los Cabos. Sistema Eléctrico aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Mulegé.	
• Sistema Interconectado Mulegé: Sistema Eléctrico que abastece las comunidades del municipio de Mulegé al norte de Baja California Sur, así como, la localidad de Bahía de los Ángeles, Baja California. Sistema Eléctrico aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Baja California Sur.	
• Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sistema Eléctrico principal del país, que abastece desde Puerto Peñasco hasta Cozumel.	
• Sobrecobro Bruto por Congestión: Los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales, multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes de Mercado en cada NodoP, menos los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales, multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes de Mercado en cada NodoP. Calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.	
• Sobrecobro Neto por Congestión: El Sobrecobro Bruto por Congestión en el Mercado del Día en Adelanto menos los pagos netos del CENACE por la liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión, o bien, el Sobrecobro Bruto por Congestión en el Mercado de Tiempo Real sin ajuste adicional, calculado por separado respectivamente para Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.	
• Sobrecobro por Pérdidas Marginales: Los Componentes de Pérdidas Marginales y Componentes de Energía Marginal de los Precios Marginales Locales multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes de Mercado en cada NodoP, menos los Componente de Pérdidas Marginales y Componentes de energía Marginal de los PMLs multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes de Mercado en cada NodoP, calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.	
• Subasta de Largo Plazo para Potencia y energías limpias: Subastas en las cuales los Suministradores Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores para Potencia y energías limpias con vigencia de 10 años.	Se propone dar un plazo mayor a las subastas (20 años)
• Subasta de Mediano Plazo para energía: Subastas en las cuales los Suministradores Básicos y	

otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores y Comercializadores para energía eléctrica con vigencia de 3 años.	
Subastas de Mediano y Largo Plazo: Colectivamente, la Subasta de Largo Plazo para Potencia y energías limpias y la Subasta de Mediano Plazo para energía	
Transacción Bilateral Financiera. Acuerdo entre Participantes de Mercado para transferir la responsabilidad financiera para energía o Servicios Conexos, mas no la inyección o retiro físicos de energía o Servicios Conexos, en un punto determinado del Sistema Eléctrico Nacional, y que se informa al CENACE para efectos de liquidación y pago.	CENACE no debe de actuar como cámara de compensación sino como cámara de liquidación. Sin embargo en otras partes del documento sí se menciona que actuará como cámara de compensación. Sección 4.2 Subastas de Mediano y Largo Plazo.
Unidad de Central Eléctrica: Elementos de una Central Eléctrica que pueden ser despachados de manera independiente a otros elementos de la misma.	
Unidad de Vigilancia del Mercado: Unidad administrativa de la Secretaría o de la CRE, o bien, el ente contratado por las anteriores, que vigila 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, en términos del artículo 104 y el Transitorio Tercero de la Ley.	Esta es una atribución de la CRE, de acuerdo a la LIE, art12, fracc 11, y art. 104 último párrafo. Sí es posible delegar esta atribución a un tercero. Las determinaciones del CENACE pueden revisarse por la SENER en coordinación de la CRE. Se propone incluir al sector privado en la Unidad de Vigilancia del Mercado - como lo hay en otros países. Bajo el esquema propuesto el gobierno es juez y parte puesto que la Secretaria y la CRE supervisan al CENACE -todas entidades estatales. En un esquema de competencia, los privados tienen un gran incentivo de que el mercado funcione y por lo tanto son los mejores vigilantes de las

	acciones de los otros agentes privados (generadores, suministradores y usuarios calificados). Ambos, el estado y los agentes privados (actores de la industria eléctrica) deberían estar representados en la unidad de vigilancia para así facilitar la transparencia y promover la competencia.
• Usuario Calificado Participante del Mercado: Usuario Calificado que representa a sus propios Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
• Variables Eléctricas: Se les denomina de esta manera a: voltajes, ángulos, corrientes, potencia (activa y reactiva) y frecuencia.	
• Vector de Distribución de Carga (VDC). Utilizado para definir un NodoP Agregado o NodoP Distribuido que representa retiros para suministrar los Centros de Carga Indirectamente Modelados en una zona determinada.	
• Vector de Distribución de Generación (VDG). Utilizado para definir un NodoP Agregado que representa las inyecciones de una Central Eléctrica.	
• Ventas PM de energía física: Para un Participante del Mercado determinado, la cantidad total (en MWh) de las posiciones netas de venta de energía en un período determinado, donde las posiciones netas de energía del Participante del Mercado se calculan por separado para cada NodoP como la suma de todas las posiciones del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real en el NodoP y donde solo los NodosP que tienen una posición neta de venta se incluyen en el total.	
• Ventas PM de energía en el Mercado del Día en Adelanto. Para un Participante del Mercado determinado, la cantidad total (en MWh) de las posiciones netas de venta de energía neta en el Mercado del Día en Adelanto en un período determinado, donde las posiciones de energía del Participante del Mercado se calculan por separado para cada NodoP como la suma de todas las posiciones en el Mercado del Día en Adelanto en el NodoP y donde solo los NodosP que tienen una posición neta de venta se incluyen en el total.	
• Ventas PM de energía en el Mercado de Tiempo Real. Para un Participante del Mercado determinado, la cantidad total (en MWh) de las posiciones netas de venta de energía en el Mercado de Tiempo Real en un período determinado, donde las posiciones de energía neta del Participante del Mercado se calculan por separado para cada NodoP como la suma de todas las posiciones en el	

Mercado de Tiempo Real en el NodoP y donde solo los NodosP que tienen una posición neta de venta se incluyen en el total. Para efectos de lo anterior, en el caso de un Generador, cuando la energía realmente entregada en un NodoP es mayor que la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto en ese nodo, el Generador vende energía en el Mercado de Tiempo Real por una cantidad igual a la diferencia; en el caso de una Entidad Responsable de Carga, cuando la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto en un NodoP es mayor que la energía retirada de ese nodo, la Entidad Responsable de Carga vende energía en el Mercado de Tiempo Real por una cantidad igual a la diferencia.	
• Ventas Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto: La suma de todas las Ventas PM de energía en el Mercado del Día en Adelanto durante un período determinado.	
• Ventas Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real: La suma de todas las Ventas PM de energía en el Mercado de Tiempo Real durante un período determinado.	
• Ventas Totales de energía física: La suma de todas las Ventas PM de energía física durante un período determinado.	
2. Estructura de las Reglas de Mercado y Gestión del Cambio	¿Son Reglas o son Bases?
Reglas	
1) Las Reglas del Mercado se estructuran con la siguiente prelación jerárquica. Cada una de las disposiciones que integran las Reglas del Mercado deberá ser consistente con aquella de la jerarquía superior que le corresponda.	
a) Bases del Mercado Eléctrico: Establece los principios para el diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista a que se refiere la Ley.	
b) Manuales de Prácticas de Mercado: Establecen los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista. Cada Capítulo del presente documento se desarrollará en detalle en un Manual de Prácticas de Mercado.	
c) Guías Operativas: Las Guías Operativas establecen fórmulas y procedimientos que, por su complejidad y especificidad, se contienen en documentos diferentes a los Manuales de Prácticas de Mercado, según sea necesario.	
d) Criterios y procedimientos de operación: Establecen especificaciones, notas	

técnicas y criterios operativos requeridos para la implementación de las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas de Mercado o las Guías operativas, en el diseño de software o en la operación diaria.	
1. Los Manuales de Prácticas de Mercado, las Guías Operativas y los criterios y procedimientos de operación forman parte de las “Disposiciones Operativas de Mercado” a que se refiere la Ley.	
2) La Secretaría emitirá las primeras Reglas de Mercado. Podrá emitir por separado los documentos que integran las primeras Reglas de Mercado. Dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría determine.	No queda claro si estas son Reglas o Bases.
3) Después de la emisión de las primeras Reglas de Mercado, los cambios a las Reglas del Mercado se oficializarán a través de la autorización o revisión de las siguientes entidades:	
a) La CRE.	
b) El Consejo de Administración del CENACE.	
c) Los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado.	
d) Las áreas competentes del CENACE señaladas en las Reglas del Mercado.	
4) Después de la emisión de las primeras Reglas de Mercado, la CRE está facultada para emitir las Bases del Mercado Eléctrico y para establecer los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado. Ningún elemento de las presentes Reglas limitarán las facultades de la CRE.	
5) Los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado se constituirán y funcionarán de conformidad con lo siguiente:	
a) Para elaboración de las primeras Reglas del Mercado, la Secretaría establecerá la cantidad y las características necesarias de los comités de desarrollo de las reglas iniciales del mercado.	Se solicita aclarar si los comités ya existen, si ya se constituyeron o si existieron y quiénes son.
b) Después de la expedición de las primeras Reglas de Mercado, los comités de desarrollo de las reglas iniciales del mercado se disolverán.	
c) El Consejo de Administración del CENACE puede crear, modificar o disolver los Comités Consultivos que se requieran, y podrá utilizar como base a los comités de desarrollo de las reglas iniciales del mercado. Para la disolución de un Comité Consultivo, se requiere la autorización de la CRE.	

d)	Las sesiones de los Comités Consultivos serán anunciadas con anticipación y se permitirá la participación de todos los Participantes del Mercado así como de los Transportistas y Distribuidores.	
e)	Las sesiones serán presididas por el personal del CENACE que designe su director general. Uno de los miembros designados por el director general del CENACE se designará para contar con voto de calidad en caso de empate.	
f)	Los miembros con derecho a voto serán designados de la siguiente manera para cada comité:	Parece estar sub representado por la parte de la demanda (Suministro Básico).
i.	2 miembros designados por el director general del CENACE.	Se solicita incluir “Y sus suplentes” en todas las opciones
ii.	2 miembros designados por los Generadores.	Debería ser 1
iii.	1 miembro designado por los Suministradores Básicos.	Se solicita incluir 1 usuario de servicio básico.
iv.	1 miembro designado por los Suministradores Calificados.	
v.	1 miembro designado por los Usuarios Calificados Participantes del Mercado.	
vi.	1 miembro que corresponde a la materia del comité, en particular:	
a.	A los comités relacionados con los mercados de energía y servicios conexos, mercado de Potencia, mercado de Certificados de Energías Limpias, derechos financieros de transmisión, subastas y demás asuntos de naturaleza comercial, este miembro será designado por los Comercializadores no Suministradores.	
b.	A los comités relacionados con la medición, interconexión y conexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, Confiabilidad y demás asuntos de naturaleza operativa, este miembro será designado por los Transportistas y por los Distribuidores.	
g)	Ninguna entidad o sus empresas, subsidiarias o filiales podrá tener más de dos miembros con derecho a voto en un mismo Comité Consultivo de las Reglas de Mercado.	
h)	Los Transportistas y los Distribuidores podrán designar miembros sin	

	derecho a voto, cuando sea necesario para contar con un participante para cada sector en un comité. La designación de dichos miembros no es obligatoria, y deberá limitarse a los Comités Consultivos que tengan a su cargo temas relevantes para las operaciones de los Transportistas y Distribuidores.	
i)	La Secretaría, la CRE y la Comisión Federal de Competencia Económica podrán participar en cualquiera de los comités sin derecho a voto. La participación de dichas autoridades no es obligatoria, y deberá limitarse a los Comités Consultivos que tengan a su cargo temas relevantes para las facultades de cada autoridad.	
6)	Después de la emisión de las primeras Reglas de Mercado, las modificaciones a dichas Reglas serán aprobadas, revisadas y apeladas conforme al siguiente procedimiento:	
a)	Bases del Mercado Eléctrico.	
i.	Emisión: La CRE emitirá las Bases del Mercado Eléctrico. Estará facultada para modificar, adicionar o derogar las Bases del Mercado Eléctrico conforme al procedimiento que al efecto establezca, el cual deberá apegarse a lo señalado por el artículo 95 de la Ley.	
ii.	Consulta Pública: Antes de emitir la aprobación respectiva, la CRE hará los cambios propuestos del conocimiento oportuno de los Participantes del Mercado a efecto de que estos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.	
iii.	Solicitudes de Revisión: La CRE revisará las Bases del Mercado Eléctrico y considerará sugerencias a petición del Consejo de Administración del CENACE o a solicitud de cualquier Comité Consultivo de las Reglas del Mercado.	
2.	Al momento de la modificación a las Bases del Mercado Eléctrico de Mercado, la CRE deberá establecer un plazo máximo para que el CENACE proponga las modificaciones correspondientes a las Disposiciones Operativas.	
b)	Manuales de Prácticas del Mercado:	
i.	Autorización y Emisión: El CENACE emitirá las Disposiciones Operativas del Mercado. La CRE establecerá mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones	

	Operativas del Mercado. Para tal efecto, la CRE podrá determinar requisitos de autorización además de los procedimientos de análisis y aprobación interna descritos en los siguientes incisos, o bien, puede establecer que el CENACE emita ciertas Disposiciones Operativas del Mercado una vez que se obtenga la Aprobación Interna.	
ii.	Aprobación Interna: El Consejo de Administración del CENACE aprobará las modificaciones a los Manuales de Prácticas del Mercado. El Consejo de Administración del CENACE podrá establecer que, con la aprobación unánime de un Comité Consultivo de las Reglas del Mercado, la aprobación del Consejo de Administración se dé automáticamente.	Existe la duda de si un Comité Consultivo puede tomar una determinación vinculante para el Consejo de Administración.
iii.	Consulta Pública: Antes de emitir la aprobación respectiva, el CENACE hará los cambios propuestos del conocimiento oportuno de los Participantes del Mercado a efecto de que estos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.	
iv.	Solicitudes de Análisis: Cualquier Participante del Mercado puede solicitar el análisis de aspectos específicos de los Manuales de Prácticas del Mercado presentando sus sugerencias al Comité Consultivo de las Reglas del Mercado competente. Dichos Comités evaluarán todas las solicitudes que les sean presentadas.	
v.	Revisión Externa: La CRE podrá solicitar al Consejo de Administración del CENACE revisar modificaciones a los Manuales de Prácticas del Mercado a petición de un Participante del Mercado o por su propia iniciativa, conforme a los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado que al efecto establezca la CRE.	
c)	Guías Operativas:	
i.	Autorización y Emisión: El CENACE emitirá las Disposiciones Operativas del Mercado. La CRE establecerá mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado. Para tal efecto, la CRE podrá determinar requisitos de autorización además de los procedimientos de análisis y aprobación descritos en los siguientes incisos, o bien, puede	

	establecer que el CENACE emita ciertas Disposiciones Operativas del Mercado una vez que se obtenga la Aprobación Interna.	
ii.	Aprobación Interna: Los Comités Consultivos de las Reglas del Mercado autorizarán las modificaciones a las Guías Operativas.	
iii.	Consulta Pública: Antes de emitir la aprobación respectiva, el CENACE hará los cambios propuestos del conocimiento oportuno de los Participantes del Mercado a efecto de que estos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.	
iv.	Solicitudes de Análisis: Cualquier Participante del Mercado puede solicitar el análisis sobre aspectos específicos de las Guías Operativas remitiendo sus sugerencias al Comité Consultivo de las Reglas del Mercado que corresponda. Los Comités Consultivos de las Reglas del Mercado evaluarán todas las solicitudes que les sean presentadas.	
v.	Revisión Externa: La CRE podrá solicitar a los Comités Consultivos de las Reglas del Mercado revisar modificaciones a las Guías Operativas, ya sea a petición de un Participante del Mercado o por iniciativa propia, conforme a los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado que al efecto establezca la CRE.	
d)	Criterios y procedimientos de operación:	
i.	Autorización y Emisión: El CENACE emitirá las Disposiciones Operativas del Mercado. La CRE establecerá mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado. Para tal efecto, la CRE podrá determinar requisitos de autorización además de los procedimientos de análisis y aprobación descritos en los siguientes incisos, o bien, puede establecer que el CENACE emita ciertas Disposiciones Operativas del Mercado una vez que se obtenga la Aprobación Interna.	
ii.	Aprobación Interna: El director general del CENACE podrá modificar los criterios y procedimientos de operación. Esta facultad podrá delegarse en los directivos del CENACE conforme a lo que determine su Consejo de Administración.	

iii.	Consulta Pública: Antes de emitir la aprobación respectiva, el CENACE hará los cambios propuestos del conocimiento oportuno de los Participantes del Mercado a efecto de que estos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.	
iv.	Solicitudes de Análisis: Cualquier Participante del Mercado podrá solicitar el análisis de aspectos específicos de los criterios y procedimientos de operación. La solicitud se realizará al Comité Consultivo de las Reglas del Mercado que corresponda. Estas solicitudes serán públicas y enviadas al director general del CENACE.	
v.	Análisis del Comité Consultivo: Los Comités Consultivos de las Reglas del Mercado pueden analizar los Criterios y procedimientos de operación e instruir al servidor público del CENACE responsable la reversión de la modificación o la realización de nuevos cambios derivados de una solicitud de un Participante del Mercado o por iniciativa propia.	Con esto, se violenta toda la estructura del propio CENACE. Un Comité de carácter “Consultivo” no debe de poder instruir a un servidor público del CENACE. Si se deja así, el Comité Consultivo sustituye en la práctica, al CENACE:
vi.	Revisión Regulatoria: La CRE podrá solicitar al director general del CENACE la revisión de los criterios y procedimientos de operación, a petición de un Participante del Mercado o por iniciativa propia, conforme a los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado que al efecto establezca la CRE.	
7)	Ningún Participante del Mercado contará con derechos adquiridos para seguir aplicándose las Reglas de Mercado anteriores una vez que se emitan cambios a dichas Reglas.	
8)	El CENACE establecerá un sitio de Internet para la recepción de solicitudes de análisis previo a la modificación, adición o derogación de las Reglas del Mercado. Todas las solicitudes serán públicas. El sitio de Internet permitirá la recepción de opiniones y comentarios de los Participantes del Mercado respecto a las solicitudes recibidas. La resolución final de cada solicitud no podrá emitirse antes de 20 días hábiles después de la publicación de dicha solicitud. Se pueden incorporar cambios a la solicitud de modificación original sin requerir otro periodo de 20 días hábiles. En caso de que la resolución final de la solicitud incluya cambios a las Reglas del Mercado, se recibirán opiniones y comentarios de los Participantes del Mercado en	

	un periodo de 20 días hábiles, el cual puede coincidir con el plazo de 20 días a partir de la recepción de la solicitud.	
9)	Cuando sea necesario preservar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad o sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, la CRE y el CENACE, en los términos descritos en este documento, podrán emitir Reglas de Mercado de manera inmediata. En este caso, el ente que expidió el cambio recibirá comentarios públicos durante 20 días hábiles y, en su caso, realizará los ajustes pertinentes.	
3. Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centro de Carga		
Reglas		
1)	Los criterios de interconexión y conexión deberán asegurar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio al Sistema Eléctrico Nacional de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga, desarrollando procesos más expeditos y de menor costo que beneficien al desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista.	
2)	Los procedimientos de interconexión y conexión se basarán en el documento “Criterios para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga” del CENACE.	
3)	Adicionalmente, los Manuales de Prácticas del Mercado preverán los siguientes mecanismos:	
a.	Un sitio web para el registro y seguimiento de solicitudes de interconexión y conexión, a fin de reducir comunicaciones por escrito, transparentar el proceso, agilizar el manejo de la información y reducir el tiempo para notificar a los solicitantes.	
b.	Un proceso expedito que permita a los Generadores pequeños, cuya capacidad sea menor al umbral definido, realizar la interconexión con un análisis simplificado.	
c.	Un procedimiento mediante el cual el CENACE defina las obras que permitan a una Central Eléctrica incrementar la potencia que puede poner a disposición del mercado.	
d.	Los demás conceptos que se requieran para fomentar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga.	
4. Sistema de Información del Mercado y Transparencia de Información		
Reglas		

1)	El CENACE implementará y mantendrá un sitio de Internet para el Sistema de Información de Mercado (SIM). El Sistema de Información de Mercado contendrá información disponible para:	
a)	El público en general en el Área Pública del Sistema de Información de Mercado.	
b)	Los Participantes de Mercado en el área certificada del Sistema de Información de Mercado destinada para ellos.	
c)	Autoridades en el Área Segura del Sistema de Información de Mercado.	
2)	Cada área del Sistema de Información de Mercado se operará con principios de seguridad e interoperabilidad. El Sistema de Información de Mercado permitirá que toda la información se descargue en tablas de datos, con excepción de los documentos de texto, tales como reglas, agendas y minutas. Asimismo, el Sistema de Información de Mercado incluirá representaciones gráficas de la información más relevante, incluyendo la demanda y los precios del Mercado de un Día en Adelanto y Mercado en Tiempo Real.	
3)	La siguiente información será pública:	
a)	Reglas vigentes y derogadas.	
b)	Agendas de los Comités Consultivos.	
c)	Ofertas de compra y venta (60 días después de la operación de mercado).	
d)	Modelos de mercado completos (7 días después de la operación).	
e)	Precios nodales del Mercado de un Día en Adelanto y Mercado en Tiempo Real (inmediatamente).	
f)	Resultados del mercado de Potencia incluyendo precios y cantidades aceptadas.	
g)	Resultados de la Subastas de Mediano y Largo Plazo incluyendo precios y cantidades aceptadas.	
h)	Resultados del mercado de Certificados de Energías Limpias incluyendo precios y cantidades aceptadas.	
i)	Resultados de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión y modelo de Derechos Financieros de Transmisión (inmediatamente tras su finalización) incluyendo precios y cantidades aceptadas.	

j)	Registro de los Derechos Financieros de Transmisión legados.	
k)	Modelos de planificación (7 días después de presentación de los programas correspondientes).	
l)	Cálculos completos utilizados para determinar los límites operativos de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional (7 días después de la determinación del límite).	
m)	Colas de Interconexión.	
n)	Obligaciones de Potencia.	
o)	Reportes sobre el desempeño del mercado requeridos por la CRE.	
p)	Salidas programadas de elementos del Sistema Eléctrico Nacional.	
q)	Niveles de embalses.	
4)	La siguiente información se pondrá a la disposición de los Participantes de Mercado:	
a)	Características de activos registrados del Participante del Mercado.	
b)	Ofertas de compra y venta del Participante del Mercado.	
c)	Liquidaciones del Participante del Mercado.	
d)	Estado de las controversias del Participante del Mercado.	
e)	Estado de las solicitudes de interconexión del Participante del Mercado.	
f)	Estado de las solicitudes de salida del Participante del Mercado.	
5)	La siguiente información se pondrá a la disposición de las Autoridades:	
a)	Actas y minutas de los Comités Consultivos.	
b)	Actas y minutas del Consejo de Administración.	
5.	Procedimiento de registro y certificación	
5.1	Disposiciones Generales	
	Reglas	

1)	Con la suscripción del contrato de Participante del Mercado, los Participantes de Mercado acordarán sujetarse a las Reglas del Mercado.	
2)	Los Participantes del Mercado acuerdan pagar al CENACE y recibir los pagos del CENACE por los conceptos y cantidades que se determinen y calculen en los términos establecidos en las Reglas del Mercado.	
3)	Con la suscripción del contrato de Participante del Mercado, estos se sujetarán a las condiciones de restricción, suspensión o cancelación de los derechos derivados del contrato de Participante del Mercado en caso de mora, incumplimiento de pago, disminución de sus garantías, falta de presentación de estas o deterioro de su capacidad financiera o de crédito.	
4)	De manera enunciativa pero no limitativa, todas las notificaciones y comunicados, relativos a sanciones, inspecciones, verificaciones; cargos o requerimientos de pago; constitución, sustitución o ampliación de garantía; restricción, suspensión o cancelación de servicios o derechos, podrán ser emitidos por medios electrónicos en los términos establecidos en el contrato de Participante del Mercado. Las notificaciones que no fueron recibidas debido a falla en los equipos, sistemas o proveedores de servicios del Participante del Mercado se considerarán efectivamente realizadas. El CENACE conservará la huella electrónica que pruebe que la notificación fue realizada, para efectos de cualquier posible controversia.	Esto es un riesgo importante. Debe de haber oportunidad a que los Participantes del Mercado sean notificados a través de la página de internet del CENACE de manera simultánea.
5.2 Requisitos para los Participantes del Mercado		
Reglas		
1)	Todos los Participantes del Mercado estarán sujetos a celebrar con el CENACE un contrato de Participante del Mercado especificando su identidad legal, sus derechos para comprar y vender energía, Potencia, Servicios Conexos, Derechos Financieros de Transmisión y Certificados de Energías Limpias en el Mercado, así como la obligación del Participante del Mercado de cumplir con las Reglas del Mercado. El contrato de Participante del Mercado contendrá anexos que permiten el registro de los activos físicos (Centrales Eléctricas, incluyendo las Redes Particulares asociadas con ellas, y Centros de Carga), que presenten los Participantes del Mercado.	
2)	En los contratos se considerarán las siguientes modalidades de participación en el mercado:	

a)	Generadores: Representan Centrales Eléctricas en el mercado.	
b)	Generadores de Intermediación: Representan en el mercado a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados,	
c)	Usuario Calificado Participante del Mercado: Representa Centros de Carga en el mercado para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.	
d)	Suministradores: Representan Centros de Carga en el Mercado para el consumo de otros Usuarios Finales en la modalidad de Suministrador Básico, Suministrador Calificado o Suministrador de Último Recurso.	
e)	Comercializadores no Suministradores: Realizan transacciones en el Mercado sin representar activos físicos.	
3)	Cada contrato del Participante del Mercado deberá especificar una sola modalidad de participación en el mercado.	
4)	Cada Participante del Mercado podrá establecer múltiples cuentas contables para su registro con el CENACE.	
a)	Cada cuenta contable recibirá estados de cuenta y facturas independientes, como si fueran Participantes independientes.	
b)	Las cuentas contables de un Participante del Mercado compartirán la línea de crédito del Participante del Mercado como si fueran un solo Participante.	
c)	Cada Participante del Mercado deberá registrar todas sus cuentas contables bajo la misma modalidad de participación en el mercado.	Pareciera como si un Participante del Mercado no pudiese tener cuentas de otras modalidades. Debería aplicar sólo a la misma modalidad.
d)	El ente independiente que se registra como Generador de Intermediación deberá registrar cuentas contables separadas para gestionar las transacciones asociadas con cada Contrato de Interconexión Legado. Dichas cuentas contables no deberán utilizarse para otras transacciones.	
5)	Los Distribuidores y Transportistas no son considerados Participantes del Mercado y celebrarán convenios con el CENACE para establecer los derechos y obligaciones de cada parte.	
6)	Se establecerán requisitos para cada modalidad de participación en el mercado, incluyendo los siguientes:	

a)	Capacidad legal.	
b)	Calificación crediticia.	
c)	Capitalización.	
d)	Cumplimiento de los requisitos financieros y crediticios de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
e)	Capacidad de las Centrales Eléctricas o el consumo de los Centros de Carga que serán representados en el mercado.	
7)	Los propietarios de Centrales Eléctricas y los Usuarios Calificados que no cumplan con los requisitos para ser Participante del Mercado, únicamente podrán comprar y vender energía y productos asociados a través de un Suministrador.	
8)	Precisiones acerca de otras modalidades de participación en el mercado:	
a)	Los titulares de Contratos de Interconexión Legados no requerirán de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado y realizarán sus operaciones bajo los términos de los Contratos de Interconexión Legados, respecto de la capacidad de las Centrales Eléctricas y respecto de los Centros de Carga que hayan permanecido bajo dichos contratos. El CENACE mantendrá un registro de todos los Permisionarios que cuenten con este tipo de contratos.	
b)	Las partes que programen importaciones o exportaciones de energía para Abasto Aislado no requieren de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado, a menos de que la red privada esté interconectada al Sistema Eléctrico Nacional. Estos permisionarios requieren autorización de la CRE, la cual no será verificada por el CENACE. Las Entidades Responsables de Carga que representen Centrales Eléctricas o Centros de Carga de Abasto Aislado son responsables de sus transacciones comerciales con el sistema extranjero, sin la participación del CENACE.	
c)	Las redes utilizadas para suministrar energía eléctrica al público en general forman parte del Sistema Eléctrico Nacional. Cuando dichas redes se alimentan principalmente desde un sistema en el extranjero, se considerarán pequeños sistemas en régimen de operación simplificada, en los términos definidos en las Reglas del Mercado relativas a los Pequeños Sistemas. Las Entidades Responsables de Carga que representan centrales eléctricas o	

	Centros de Carga en estas redes son responsables de sus transacciones comerciales con el sistema extranjero; el CENACE autorizará las etiquetas electrónicas correspondientes y gestionará el pago de energía inadvertida sobre las interconexiones correspondientes.	
d)	Las partes que programen importaciones de Centrales Eléctricas en el extranjero conectadas exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional requieren la suscripción de un contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Generador, así como de la autorización de la CRE, la cual será verificada por el CENACE en el proceso de registro.	
e)	Las partes que programen exportaciones de energía a los Centros de Carga en el extranjero conectados exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional requieren de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado en modalidad de Comercializador.	
f)	Las partes que programen importaciones o exportaciones de energía con otros sistemas eléctricos conectados al Sistema Eléctrico Nacional requieren de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado y no requerirán de autorización específica de la CRE , siendo suficiente el permiso de generación o suministro o el registro de Comercializador no suministrador o usuario calificado Participante del Mercado.	Proponemos limpiar la redacción, ya que los permisos son una autorización en sí mismos. Ej: No se requerirá autorización adicional
9)	El CENACE implementará y mantendrá un sitio de Internet que permitirá a los interesados llevar a cabo su registro como Participante del Mercado, resultando en la preparación automatizada de un contrato que se puede imprimir.	
10)	El CENACE implementará y mantendrá un sitio de Internet que permitirá a los interesados registrar las adiciones y retiros de activos físicos de los Participantes del Mercado sin requerir formatos en papel.	
5.3 Requisitos de Infraestructura Física		
Reglas		
1)	Los Participantes del Mercado que representarán activos físicos en el Mercado deben registrarlos.	
a)	Para el registro de Centrales Eléctricas, el Generador o Suministrador deberá acreditar la propiedad sobre cada Unidad de la Central Eléctrica o la autorización del propietario de cada Unidad de Central Eléctrica para actuar	¿Por qué SENER, si la contraparte en los Contratos es CFE? Se sugiere que este

	como representante en el Mercado Eléctrico. En el caso de los Generadores de Intermediación, la Secretaría designará el representante de cada Contrato de Interconexión Legado sin requerir dicha autorización.	representante debe ser de CFE Transmisión. Además es importante definir el alcance de esa representación en el Mercado.
b)	Cuando una Central Eléctrica sea registrada por un Generador diferente a su propietario, el propietario debe firmar un acuerdo con el CENACE en el que acepta la responsabilidad de todas las obligaciones que el Generador no cumpla en relación con las Unidades de la Central Eléctrica que representa. En el caso de las Centrales Externas Legadas, la Secretaría designará el representante de cada Central sin requerir dicho acuerdo.	
c)	Para el registro de los Centros de Carga, el Suministrador deberá acreditar un contrato de servicio con el Usuario Final que recibe el suministro en el Centro de Carga. Para tal efecto, no se requerirá la acreditación de contratos de los Usuarios de Suministro Básico representados por un Suministrador Básico al 1 de enero de 2016.	
2)	Para el registro de Centrales Eléctricas, el Participante del Mercado deberá proporcionar, al menos, la siguiente información:	
a)	Ubicación física (dirección y coordenadas geodésicas).	
b)	Punto de interconexión, diagrama unifilar, y características de la interconexión.	
c)	Características físicas de las Unidades de la Central Eléctrica.	
d)	Capacidades de las Unidades de la Central Eléctrica en diferentes configuraciones, si fuera aplicable.	
e)	Funciones de costos de las Unidades de la Central Eléctrica en diferentes configuraciones, si fuera aplicable.	
3)	Se establecerán requisitos mínimos de información para las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán los criterios para determinar cuáles Centrales Eléctricas serán Indirectamente Modeladas.	
4)	Se establecerán los requisitos técnicos para el registro de las Centrales Eléctricas, los cuales incluirán al menos:	
a)	Requisitos de medición y comunicación contenidos en los manuales de	

	prácticas del mercado correspondientes.	
b)	Capacidades para entregar energía reactiva.	
c)	Requisitos específicos para las Centrales Eléctricas que ofrecen Servicios Conexos, tales como las velocidades de respuesta.	
d)	Requisitos específicos para Centrales Eléctricas que ofrecerán Potencia.	
e)	Otras especificaciones necesarias para mantener la Confiabilidad, incluyendo los requisitos para mantener la configuración del sistema gobernador de velocidad de las unidades de la Central Eléctrica y los requisitos para proveer la regulación automática de voltaje.	
5)	Las siguientes disposiciones se aplicarán a la Generación Distribuida:	
a)	Con el fin de definir un circuito de distribución con una alta concentración de Centros de Carga, se aplicarán los siguientes criterios:	
i.	En el momento de la interconexión de la Central Eléctrica o de la evaluación de la misma, se deberá cumplir al menos una de las siguientes condiciones:	
a.	La capacidad instalada de la Central Eléctrica debe ser menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o	
b.	La instalación de la Central Eléctrica debe reducir o no tener impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.	
ii.	El circuito de distribución incluye todos los equipos de distribución entre la Central Eléctrica y las subestaciones de distribución pertenecientes a las Redes Generales de Distribución.	
iii.	Se asumirá que todas las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW conectadas a las Redes Generales de Distribución cumplen con los criterios antes mencionados; este supuesto solo se descartará si el CENACE realiza un estudio específico que determine lo contrario.	
b)	La Generación Distribuida será Indirectamente Modelada en el Modelo de la Red Física y en el Modelo Comercial de Mercado.	

c)	Las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW que cumplan los criterios para ser conectadas a un circuito de distribución con una alta concentración de Centros de Carga podrán, a elección de su propietario, obtener el permiso de la CRE a fin de ser representadas por Generadores en el Mercado Eléctrico. Las Centrales Eléctricas que están representadas por Generadores no se consideran Generación Distribuida.	
6)	Para registro de Centros de Carga, el Participante del Mercado deberá proporcionar, al menos, la siguiente información:	
a)	Ubicación física (dirección y coordenadas geodésicas).	
b)	Punto de conexión y configuración de conexión.	
c)	Características físicas.	
d)	Demanda máxima.	
7)	Los Suministradores Calificados solo podrán registrar Centros de Carga previo el registro de un Suministrador de Último Recurso que se responsabilice por dichos Centros de Carga en los casos señalados en la Ley.	¿Qué ocurre si no hay suministrador de Último Recurso? ¿Cómo podría un Suministrador Calificado registrar sus centros de carga?
8)	Se establecerán requisitos mínimos de información para los Centros de Carga Indirectamente Modelados. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán los criterios para determinar cuáles Centros de Carga serán Indirectamente Modelados.	
9)	Se establecerán requisitos técnicos para los Centros de Carga, incluyendo los siguientes:	
a)	El cumplimiento de los requisitos de medición y comunicación contenidos en los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.	
b)	Factor de Potencia.	
c)	Requisitos específicos para los Recursos de Demanda Controlable que ofrecen Servicios Conexos, tales como velocidades de respuesta o de rampa.	
d)	Requisitos específicos para los Recursos de Demanda Controlable que ofrecerán Potencia.	
e)	Otras especificaciones necesarias para mantener la Confiabilidad.	

10)	Las Entidades Responsables de Carga serán responsables de notificar las instrucciones de despacho a los Recursos de Demanda Controlable que representan.	
a)	Las Entidades Responsables de Carga pueden utilizar los protocolos de comunicación (voz y datos) de su elección, bajo la condición de que sean suficientes para prestar los servicios ofrecidos por los Recursos de Demanda Controlable.	
b)	Las Entidades Responsables de Carga deberán informar al CENACE de los protocolos de comunicación (voz y datos) utilizados al momento de registrar los Recursos de Demanda Controlable que representan.	
c)	Dentro de los tres días siguientes a cada día de operación en los cuales los Recursos de Demanda Controlable sean activados, las Entidades Responsables de Carga deberán emitir un informe al CENACE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado sobre la reducción real de la demanda y el desempeño de los Recursos de Demanda Controlable.	
11)	Las Centrales Eléctricas que pretenden obtener Certificados de Energías Limpias deberán identificarse en el proceso de registro de activos. La verificación de la condición de Centrales Eléctricas que utilizan energías limpias y su desempeño, se realizará conforme al Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, o bien, en las disposiciones que emita la CRE, según corresponda.	
12)	Las Centrales Eléctricas deberán registrarse con uno de las siguientes cuatro estatus. El uso de los estatus no-despachables podrá ser validado por la Unidad de Vigilancia del Mercado; en caso de determinar que una fuente es despachable, dicha Unidad puede ordenar el cambio de su estatus.	
a)	Firme despachable: Fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real hasta su capacidad instalada (por ejemplo, Ciclo combinado, Termoeléctrica Convencional o carboeléctrica).	
b)	Firme no-despachable: Fuente firme que no tiene la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real (por ejemplo, ciertas instalaciones de cogeneración o geotérmica). Dichas unidades no están exentas de seguir instrucciones del CENACE cuando se requiere por Confiabilidad; sin embargo, en el despacho económico se asumirá que su producción está fija en el último valor medido o en el valor pronosticado.	
c)	Intermitente despachable: Fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real hasta una capacidad intermitente	

	(por ejemplo, eólica o solar con la capacidad de reducir generación mediante instrucciones automáticas de despacho).	
d)	Intermitente no-despachable: Fuente intermitente que no tiene la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real (por ejemplo, eólica o solar sin la capacidad de reducir generación mediante instrucciones automáticas de despacho). Dichas unidades no están exentas de seguir instrucciones del CENACE cuando se requiere por Confiabilidad, sin embargo, en el despacho económico se asumirá que su producción está fija en el último valor medido o en el valor pronosticado.	
13)	Las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga con Recursos de Demanda Controlable que producirán Servicios Conexos deberán identificarse en el proceso de registro de activos. La verificación de sus capacidades y desempeño se realizará en términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
14)	Las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga con Recursos de Demanda Controlable que producirán Potencia deberán identificarse en el proceso de registro de activos. La verificación de sus capacidades y desempeño se realizará en términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
15)	Con la finalidad de incluir parte de la capacidad de las Unidades de una Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado y registrar otra parte con un Generador, para su representación en el Mercado Eléctrico:	
a)	Se aplicarán las siguientes condiciones a todos los tipos de Contratos de Interconexión Legados:	
i.	El propietario de las Unidades de la Central Eléctrica debe registrar ante el CENACE la cantidad de capacidad que desee operar en modalidad de Generador.	Existe una gran cantidad de casos en los que el dueño de los activos no es el Generador. Sugerimos que sea el Permisionario, (Titular del Contrato de Interconexión).
ii.	La capacidad total registrada de una Unidad de Central Eléctrica es la suma de la capacidad incluida en el Contrato de Interconexión Legado y la capacidad registrada con un Generador .	Al ser la misma persona jurídica, debe decir “en calidad de Generador”.
iii.	La capacidad total registrada de una Unidad de Central Eléctrica no podrá rebasar la capacidad instalada de dicha central. El CENACE y la CRE podrán realizar pruebas periódicas para verificar la capacidad instalada; en caso de determinar que la capacidad	

	instalada es menor a la capacidad total registrada, se reducirá la capacidad incluida en el Contrato de Interconexión Legado, a menos que el Generador solicite que las reducciones se apliquen a la capacidad registrada en modalidad de Generador.	
iv.	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 12 meses, un aumento y una reducción (vuelta redonda) en la capacidad total registrada. Para tal efecto, el Generador deberá proporcionar la Unidad de Vigilancia del Mercado la evidencia de que la capacidad instalada de la Central Eléctrica haya sufrido cambios de aumento y reducción.	Al ser la misma persona jurídica, debe decir “en calidad de Generador”.
b)	La siguiente condición será aplicable a los diversos Contratos de Interconexión Legados aplicables a la cogeneración eficiente y fuentes renovables:	
i.	La energía producida será automáticamente asignada entre los Contratos de Interconexión Legados y el Generador en todas las horas, en proporción a la capacidad registrada bajo cada esquema.	
c)	Las siguientes condiciones serán aplicables a los diversos Contratos de Interconexión Legados aplicables a fuentes convencionales:	
i.	La energía siempre será asignada primero a los Contratos de Interconexión Legados. Solo la energía producida en exceso de la capacidad total incluida en los Contratos de Interconexión Legados será asignada al Generador.	
ii.	La cantidad de capacidad incluida en el Contrato con el Generador deberá estar disponible para su oferta en el Mercado Eléctrico Mayorista en todo momento excepto cuando la Unidad de Central Eléctrica esté en falla o mantenimiento.	Al ser la misma persona jurídica, debe decir “en calidad de Generador”.
iii.	La porción de la Central Eléctrica que se registre con un Generador se sujetará a las obligaciones para ofrecer su producción con precios basados en costos. Para estos efectos:	
a.	El Generador podrá elegir cuál segmento de la curva de costos incrementales de la Central Eléctrica completa se asignará a la	

	porción de la central que se registre con el Generador.	
b.	La porción de la Central Eléctrica que se registre con un Generador no podrá tener asignada ninguna parte de los costos de arranque y operación en vacío de la Central Eléctrica completo.	
d)	Como excepción al punto c) anterior, las condiciones aplicables para las Centrales Externas Legadas que incluyen parte de su capacidad en un Contrato de Interconexión Legado, son las siguientes:	No hay capacidad excedente en un IPP. Esa capacidad excedente se manda a otro permiso y ese es el que tiene el Contrato de Interconexión Legado.
i.	El titular del Contrato de Interconexión Legado deberá proporcionar al Generador de Intermediación el programa de energía a utilizarse dentro del Contrato de Interconexión Legado. El Generador de Intermediación someterá al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real las ofertas que resulten de este programa. En caso de no recibir dicho programa con anterioridad a los tiempos límites para la recepción de ofertas al Mercado del Día en Adelanto o Mercado de Tiempo Real en los tiempos correspondientes, el Generador de Intermediación utilizará el programa del día hábil anterior o día no hábil anterior, según corresponda.	
ii.	Se asignará a la Central Externa Legada el segmento de la curva de costos incrementales de la Central Eléctrica completa que corresponde a la capacidad incluida en el Contrato de Central Externa Legada, mientras se asignará al Contrato de Interconexión Legado el segmento de mayor costo de la curva de costos incrementales de la Central Eléctrica completa que corresponde a la capacidad no incluida en el Contrato de Central Externa Legada.	
iii.	La o las unidades de la Comisión Federal de Electricidad que representan las Centrales Externas Legadas deberán realizar ofertas que corresponden a la capacidad que representan, conforme a la porción correspondiente de la curva de costos incrementales de la Central Eléctrica completa. La o las unidades de la Comisión Federal de Electricidad que representan las Centrales Externas Legadas no ofrecerán la capacidad dedicada al Contrato de Interconexión	

	Legado.	
iv.	El CENACE calculará el despacho óptimo de la capacidad registrada en el mercado eléctrico. El CENACE enviará instrucciones de despacho iguales a la suma del despacho óptimo de la Central Externa Legada y el programa de energía a utilizarse en el Contrato de Interconexión Legado.	
v.	La energía generada será asignada primero al Generador que representa a la Central Externa Legada en el mercado eléctrico, hasta la cantidad de energía incluida en el despacho óptimo de la misma. La energía restante se asignará al Contrato de Interconexión Legado. Como resultado de lo anterior, en caso que la producción total de la central resulte menor al despacho total instruido por el CENACE, toda la deficiencia se restará de la energía asignada al Contrato de Interconexión Legado hasta el límite de la capacidad asociada al Contrato de Interconexión Legado.	
16)	Unidades de Propiedad Conjunta: Una UPC se refiere a una sola Unidad de una Central Eléctrica para la cual existe más de un propietario o persona con derechos para representar la capacidad instalada. Al registrar la unidad, los Participantes del Mercado que representa a cada propietario de una UPC deberán elegir entre dos opciones para presentar curvas de oferta para la producción de la unidad:	
i.	Oferta UPC Combinada. Los propietarios designan a un Participante del Mercado representante, el que ofrecerá la capacidad agregada de todos ellos. La Unidad de la Central Eléctrica se modela como una sola unidad en el Modelo Comercial de Mercado, por lo que el CENACE transmite instrucciones solo al Participante del Mercado representante. El CENACE liquidará al Participante del Mercado representante, y es responsabilidad de los propietarios determinar la parte de los cargos y de los pagos que les corresponde a cada uno de ellos.	
ii.	UPC Dinámicamente Programada. La Unidad de la Central Eléctrica se modela como una sola unidad física, con múltiples propietarios. Cada Participante del Mercado somete los datos de la oferta por su participación individual de la unidad. El CENACE transmite instrucciones para cada propietario de la unidad por su	

	participación de la unidad, y liquidada por separado con cada Participante del Mercado. En caso de las UPC Dinámicamente Programada, el Participante del Mercado que controle la mayor porción de la capacidad instalada se considerará el “representante principal” y someterá el estatus de la unidad y sus costos de arranque, operación en vacío, y todos los parámetros en relación con sus capacidades. Los demás Participantes del Mercado realizarán solamente ofertas para energía marginal. En caso de que la unidad tenga más de una configuración registrada, estos deberán realizar ofertas para cada configuración.	
17)	Para el registro de activos utilizados en el Abasto Aislado se aplicarán las siguientes condiciones:	
a)	Las Centrales Eléctricas y Centros de Carga están exentos del registro por Participantes del Mercado, únicamente si la Red Particular no tiene interconexión al Sistema Eléctrico Nacional. El registro de estos activos por parte del Participante del Mercado es un requisito para la interconexión de la red privada al Sistema Eléctrico Nacional.	
b)	Las Unidades de cada Central Eléctrica, los Centros de Carga y la interconexión entre la Red Particular y el Sistema Eléctrico Nacional deberán tener medición separada en caso de que la red privada vaya a ser interconectada al Sistema Eléctrico Nacional.	
c)	El propietario de la Red Particular debe solicitar permiso al CENACE para abrir o cerrar la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional.	
d)	Cuando la Red Particular opera sin conexión al Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE no aplicará cargos al Participante del Mercado que representa a las Unidades de la Central Eléctrica y a los Centros de Carga en la Red Particular.	
e)	Cuando la red privada opera con conexión al Sistema Eléctrico Nacional, toda la generación y carga deben ofrecerse bajo las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista y estarán sujetas a todas las reglas de liquidaciones del mercado, excepto la capacidad incluida en los Contratos de Interconexión Legados.	No debe de aplicar a toda la generación, ni a toda la carga. Solo a la que requiera interconectarse.
i)	Las Centrales Eléctricas dentro del Abasto Aislado deberán celebrar el contrato de interconexión correspondiente y sujetarse a las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista y demás disposiciones aplicables.	
1. ii)	Los Centros de Carga dentro del Abasto Aislado deberán celebrar un contrato de	

conexión y sujetarse a las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista y demás disposiciones aplicables en la modalidad de Usuario Calificado o Usuario de Suministro Básico.	
2. iii)	El Abasto Aislado solo podrá tener un punto de interconexión activo a la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución.
f)	Los Participantes del Mercado que representen Centrales Eléctricas y Centros de Carga deberán presentar Transacciones Bilaterales Financieras al CENACE, dentro de los plazos correspondientes a la primera emisión de los estados de cuenta del mercado, de modo que solo el exceso o déficit neto se incluyan en los cálculos de energía facturada a través del Mercado Eléctrico Mayorista. Sin embargo, todos los cargos prorrateados en el mercado serán facturados al Participante del Mercado de Abasto Aislado sobre la base de la generación total y la carga total, y no sobre la cantidad neta.
5.4 Usuarios Calificados	
Reglas	
1)	Los Usuarios Calificados podrán participar en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo dos modalidades:
a)	Usuarios Calificados Participantes del Mercado: Representan a sus propios Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista, y compran energía eléctrica y Servicios Conexos directamente en el Mercado y/o al amparo de Contratos de Cobertura.
b)	Usuarios Calificados representados por un Suministrador: Aquellos cuyos Centros de Carga son representados en el Mercado Eléctrico Mayorista por un Suministrador Calificado o, de forma transitoria, por un Suministrador de Último Recurso.
2)	Aplicarán las siguientes consideraciones:
a)	La demanda requerida (en Megawatts) en cada Centro de Carga para que un usuario se registre como Usuario Calificado se determina de acuerdo con lo establecido en la Ley y por la Secretaría.
b)	Para los propósitos de calificar a los Usuarios Calificados, la demanda será definida como la obligación de obtener Potencia que determine el CENACE en términos de las disposiciones emitidas por la CRE.

c)	La Secretaría definirá los criterios para estimar la demanda esperada de los Centros de Carga nuevos.	
d)	Adicionalmente, podrán incluirse en el registro de Usuarios Calificados los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados a la fecha de entrada en vigor de la Ley, con independencia de su demanda.	
e)	Cuando un Centro de Carga se haya suministrado parcialmente mediante un Contrato de Interconexión Legado y parcialmente mediante el suministro básico, se considerará que todo el Centro de Carga podrá incluirse en el registro de Usuarios Calificados.	
3)	La CRE mantendrá en el registro de Usuarios Calificados, la lista de Centros de Carga que pueden ser representados por Usuarios Calificados Participantes del Mercado o por Suministradores Calificados y cuyos representantes hayan solicitado la inclusión en dicho registro.	
a)	El CENACE verificará la inscripción en el registro de Usuarios Calificados antes de permitir a los Centros de Carga ser representados por un Usuario Calificado Participante del Mercado o por un Suministrador Calificado.	
b)	El registro como Usuario Calificado es opcional para los Usuarios que cumplen los requisitos, excepto en los casos en que los Centros de Carga no se suministraban por el Servicio Público de energía eléctrica a la entrada en vigor de la Ley.	
c)	Los Usuarios Calificados registrados podrán cancelar el registro de los Centros de Carga tres años después de la notificación a la CRE.	
4)	Los Centros de Carga inscritos en el Registro de Usuarios Calificados no podrán recibir servicios de un Suministrador Básico, excepto en el caso previsto en el artículo 57 de la Ley.	
a)	La verificación del requisito que antecede estará a cargo del Suministrador de Servicio Básico. El CENACE no lo verificará.	
5)	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. El CENACE emitirá las órdenes de desconexión a los Transportistas y Distribuidores cuando el Participante del Mercado que obtuvo el derecho lo solicite. El CENACE no evaluará las circunstancias que originaron la orden.	

5.5 Suministradores		
Reglas		
1)	Los Suministradores podrán participar en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo tres modalidades:	
a)	Suministrador Básico	
b)	Suministrador Calificado	
c)	Suministrador de Último Recurso	
1.	El CENACE no tendrá responsabilidad en la regulación tarifaria bajo cualquiera de estas modalidades.	El Usuario Calificado no tiene tarifa regulada.
2)	Los Suministradores deberán obtener permiso de la CRE para ofrecer el suministro eléctrico o representar a los Generadores Exentos. El CENACE verificará la vigencia del permiso antes de asignar los Centros de Carga de que se trate a un Suministrador.	
3)	Los Suministradores deberán proveer la totalidad de los requerimientos de los Centros de Carga y Generadores Exentos que representen en el Mercado, incluyendo energía, capacidad, Servicios Conexos, transmisión, distribución y control del sistema. El CENACE no tendrá relación directa con los Usuarios Finales o Generadores Exentos representados por los Suministradores.	Confirmar que un Centro de Carga puede suministrarse a través de distintos suministradores.
4)	El CENACE no conocerá los términos bajo los cuales los Suministradores remuneren a sus usuarios por la activación del Recurso de Demanda Controlable y el despacho de las Centrales Eléctricas que representen. Los Suministradores deberán entregar ofertas en el Mercado Eléctrico Mayorista en nombre de los Recursos de Demanda Controlable y las Centrales Eléctricas que representen y serán responsables por las liquidaciones con el CENACE por las compras y ventas consecuentes.	
5.6 Retiros de Unidades de Central Eléctrica		
Reglas		
1)	Los Generadores que representen Centrales Eléctricas interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional deberán notificar al CENACE los retiros programados de sus Centrales Eléctricas o las unidades de las mismas. Dicha notificación deberá ocurrir cuando menos 90 días naturales antes de la fecha programada de retiro.	
2)	No se permite el retiro de una Unidad de Central Eléctrica que tenga obligaciones	

vigentes para la venta de Potencia.	
3)	En un periodo de 30 días naturales, el CENACE evaluará si la Unidad de Central Eléctrica es necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
a)	En caso que no se requiera la Unidad de Central Eléctrica para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE notificará al Generador y procederá la remoción del registro de la Unidad de Central Eléctrica en la fecha solicitada.
b)	En caso que se requiera la Unidad de Central Eléctrica para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE notificará al Generador y a la CRE, a fin de solicitar la autorización de ésta para realizar una subasta a fin de adquirir Potencia.
c)	En caso que la CRE no autorice la subasta, el CENACE notificará al Generador y procederá la remoción del registro de la Unidad de Central Eléctrica.
d)	En caso de llevar a cabo la subasta, el Generador estará obligado a participar. Solo en caso que no se le asigne un contrato de venta de Potencia, procederá la remoción del registro de la Unidad de Central Eléctrica.
4)	Las obligaciones de ofertas basadas en costo permanecerán vigentes hasta que se lleve a cabo la remoción del registro de la Unidad de Central Eléctrica.
6.	Código de Conducta
Reglas	
1)	El Código de Conducta establecerá a los Participantes del Mercado las obligaciones para cumplir con los diversos objetivos, asimismo las responsabilidades de los Participantes con respecto al Código de Conducta se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente que al efecto emita el CENACE, el cual deberá:
a)	Promover la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
b)	Promover la operación competitiva del Mercado Eléctrico Mayorista.
c)	Promover un entorno de competencia y trato equitativo para todos los Participantes.
d)	Promover la transparencia, proporcionando información veraz, confiable y oportuna.
e)	Evitar conflictos de interés.

¿Cuándo se emite?

2)	La CRE será facultada para interpretar el Código de Conducta.	
3)	Promoción y seguimiento de procedimientos administrativos por presuntas violaciones al Código de Conducta:	
a)	La Secretaría, el CENACE, los Participantes del Mercado y cualquier otro integrante de la industria eléctrica deberán notificar a la CRE cualquier presunta violación al Código de Conducta.	
b)	La CRE realizará una investigación sobre la presunta violación.	
c)	La CRE definirá los tiempos de notificación y resolución, así como las causas de caducidad de las violaciones al Código de Conducta.	
d)	La CRE notificará al presunto responsable la violación que se le imputa, el cual tendrá la oportunidad de presentar alegatos y evidencias que considere pertinentes, en los tiempos que para el efecto determine la CRE.	
e)	Después de la valoración de las pruebas y alegatos del presunto responsable, la CRE determinará la existencia de cualquier violación al Código de Conducta.	
f)	En caso de que existiera violación, la CRE hará públicas sus conclusiones respecto del procedimiento.	¿Por qué solamente en caso de violación? Debería de aplicar en todos los casos.
g)	En caso de violación al Código de Conducta, sin perjuicio de otras que se encuentren establecidas en las disposiciones legales y administrativas aplicables, la CRE aplicará, según determine, alguna de las sanciones siguientes:	
i.	Descuento de las ganancias generadas por la violación al Código de Conducta.	
ii.	Penas convencionales establecidas en el contrato de Participante del Mercado.	
iii.	Restricción de participación en el Mercado.	
iv.	Cancelación del contrato de Participante del Mercado.	
7.	Suspensión y Terminación de Contratos	
	Reglas	
1)	El CENACE ejecutará los procedimientos de cancelación de un contrato de Participante del Mercado, sin aplicar los períodos de espera a que se refieren las Reglas del Mercado, cuando ocurran las siguientes circunstancias:	¿Dónde se detallan estos períodos de espera?

a)	Terminación del Contrato por expiración de su término.	
b)	Solicitud de terminación del Contrato por el Participante del Mercado.	
c)	Disolución o liquidación del Participante del Mercado.	
d)	Declaración de insolvencia o quiebra del Participante del Mercado.	
e)	Por resolución judicial o administrativa que impida la operación del Participante del Mercado.	
f)	Inactividad del Participante del Mercado por más de 180 días naturales sin notificar al CENACE su intención de mantener activo el contrato de Participante del Mercado. Solo se permite una notificación; la inactividad por otro plazo de 180 días naturales resultarán en la cancelación del Contrato.	
g)	Cuando el Participante del Mercado no proporcione la información que le sea requerida por el CENACE o las autoridades competentes.	
h)	Cuando el Participante del Mercado ha incurrido en violaciones graves al Código de Conducta a juicio de la CRE.	
8.	Procedimiento de Resolución de Controversias	
Reglas		
1)	Controversias entre el CENACE y los Participantes del Mercado en relación con el cálculo de los estados de cuenta:	
a)	Los Participantes del Mercado pueden controvertir, reclamar o someter a disputa cualquier cargo incluido en su estado de cuenta.	
b)	El CENACE mantendrá una función en el portal del Mercado que permita a los Participantes del Mercado someter dichas controversias.	
c)	Las controversias deben indicar claramente:	
i.	Fecha y hora de los cargos en disputa.	
ii.	Fecha de elaboración.	
iii.	Tipos de cargo en disputa.	
iv.	Descripción de la disputa.	
v.	Regla de Mercado que el Participante del Mercado cree que se ha violado.	

vi.	Solución solicitada por el Participante del Mercado.	
vii.	Estatus de la disputa.	¿Cómo se incluye el Estatus de una disputa que está iniciando?
d)	Las controversias deben ser presentadas a más tardar 10 días hábiles después del día de publicación del estado de cuenta que puede ser disputable o de la realización de la subasta de que se trate. Para tal efecto, los estados de cuenta de re-liquidaciones solo se pueden disputar con respecto a los cambios incluidos en ellos.	
e)	Las controversias serán evaluadas por el CENACE y aceptadas o rechazadas en un plazo de 15 días hábiles contados a partir de su presentación ante el CENACE.	
f)	Las controversias rechazadas por el CENACE pueden ser sometidas a la CRE dentro de 10 días hábiles del rechazo, la cual puede investigar y ordenar al CENACE revertir su decisión. La CRE emitirá la resolución dentro de los 30 días hábiles a que el rechazo de la controversia le fue sometido.	
g)	El Comité de Evaluación del CENACE puede investigar las controversias a solicitud de los Participantes del Mercado y hacer recomendaciones al director general.	
2)	Controversias entre el CENACE y los Participantes del Mercado en relación con las instrucciones de control operativo, asignaciones de los mercados y el cálculo de precios:	
a)	Los Participantes del Mercado deberán cumplir las instrucciones de control operativo en todo momento. La creencia de que dichas instrucciones hayan sido erróneas no exime al Participante del Mercado de las penalizaciones y sanciones correspondientes en caso de incumplirlas.	
b)	Los Participantes del Mercado pueden controvertir, reclamar o someter a disputa los cargos que resulten de las instrucciones de control operativo, asignaciones de los mercados y el cálculo de precios.	
c)	El CENACE mantendrá una función en el portal del Mercado que permita a los Participantes del Mercado someter dichas controversias.	
d)	Las controversia deben indicar claramente:	
i.	Fecha y hora de los cargos en disputa.	
ii.	Fecha de elaboración.	

iii.	Tipos de cargo en disputa.	
iv.	Descripción de la disputa.	
v.	Regla de mercado que el Participante del Mercado cree que se ha violado.	
vi.	Solución solicitada por el Participante del Mercado.	
vii.	Estatus de la disputa.	¿Cómo se incluye el Estatus de una disputa que está iniciando?
e)	Las controversias deben ser presentadas a más tardar 10 días hábiles después del día de publicación del estado de cuenta que puede ser disputable o de la realización de la subasta de que se trate. Para tal efecto, los estados de cuenta de re-liquidaciones solo se pueden disputar con respecto a los cambios incluidos en ellos.	
f)	Las controversias serán evaluadas por el CENACE y aceptadas o rechazadas en un plazo de 15 días hábiles contados a partir de su presentación. En caso de aceptar la controversia, el CENACE realizará los ajustes de facturación que se requieran para revertir sustantivamente el daño económico causado al Participante del Mercado, tomando en cuenta la factibilidad de realizar los cálculos asociados.	
g)	Las controversias rechazadas por el CENACE pueden ser sometidas a la Unidad de Vigilancia del Mercado dentro de 10 días hábiles del rechazo, la cual puede investigar y ordenar al CENACE revertir su decisión. La Unidad de Vigilancia del Mercado emitirá la resolución dentro de los 30 días hábiles a que el rechazo de la controversia le fue sometido.	No queda estipulado el medio de impugnación procede en contra de la resolución de la Unidad de Vigilancia del Mercado.
h)	El Comité de Evaluación del CENACE puede investigar las controversias a solicitud de los Participantes del Mercado y hacer recomendaciones al director general.	
i)	En caso que el CENACE emita instrucciones de control operativo en cumplimiento de estas Reglas del Mercado, y cuando las Reglas del Mercado pudieran no ser ideales para lograr los objetivos de la Ley, su Reglamento u otra disposición, el Participante del Mercado podrá solicitar la revisión de las Reglas del Mercado a través de los procedimientos establecidos para tal efecto. No procederá el recálculo de las asignaciones de los mercados o el cálculo de precios que deriven de estos casos.	

j)	En caso que el CENACE emita instrucciones de control operativo en cumplimiento de estas Reglas del Mercado, y cuando se determine que dichas instrucciones se basaron en pronósticos, información sobre la disponibilidad de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional u otra información que resultó ser imprecisa, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ejercer sus facultades a fin de mejorar los procesos respectivos del CENACE. No procederá el recálculo de las asignaciones de los mercados o el cálculo de precios que deriven de estos casos.	No queda descrito cuales son las facultades de esta Unidad de Vigilancia del Mercado.
3)	Controversias entre Participantes del Mercado.	
a)	El CENACE y la CRE no tendrán intervención en las controversias entre Participantes del Mercado.	
III.	Confiabilidad del Sistema	Se considera que este apartado debe formar parte de las Disposiciones Operativas del Mercado
1.	Introducción	
	Reglas	
1)	De conformidad con la Ley, la CRE tiene facultad para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Por su parte, el asegurar la Confiabilidad de este constituye uno de los objetivos fundamentales del CENACE. Este Capítulo de las Reglas del Mercado establece:	Este documento no contiene las Reglas del Mercado, sino las Bases.
a)	Las normas que rigen el mantenimiento de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
b)	Las condiciones bajo las cuales el CENACE tiene autoridad para intervenir el Mercado Eléctrico Mayorista bajo su operación y dictar órdenes a los Participantes del Mercado con el fin de mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
c)	Procedimientos operativos a ser usados por el CENACE en caso de un estado operativo de emergencia o de alto riesgo.	
d)	Los requisitos mínimos para la comunicación e intercambio de información entre el CENACE, Transportistas, Distribuidores y los Participantes del Mercado, en temas relacionados con la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
e)	Exigencias de información del CENACE, asociadas con sus responsabilidades para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	

2)	En el caso de contradicción o inconsistencia entre las disposiciones del presente Capítulo y cualquier otra disposición de las Reglas del Mercado, las disposiciones del presente capítulo prevalecerán. En la realización de cualquier acto, bajo las Reglas del Mercado, el CENACE para garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, dará prioridad a las disposiciones del presente Capítulo.	
3)	Ninguna de las disposiciones establecidas en las Reglas del Mercado se entenderán como limitativas de las facultades de la CRE para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, y para regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización de las obligaciones en dichas materias.	
2.	Estados Operativos	
Reglas		
1)	Debido a la dinámica de la carga, del despacho de generación, de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, se requiere de la supervisión y análisis permanente del estado operativo del sistema, para aplicar las políticas y estrategias que permitan mantener y/o restablecer en el Sistema, los márgenes de reserva de generación, Potencia Reactiva, capacidad de transmisión y transformación de acuerdo a estándares de confiabilidad. Esta sección define los estados operativos reconocidos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.	
a)	Alcance de los Estados Operativos: Todas las instalaciones de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista y sean controladas por el CENACE deben ser incluidas en convenios entre el CENACE y los Transportistas y Distribuidores. Los Transportistas y Distribuidores deben determinar y reportar al CENACE las capacidades y límites operativos de los elementos de las Redes Generales de Transmisión y Distribución, en términos de los estándares aplicables. Además, si el CENACE concluye que para operar de manera confiable la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución se requiere que el CENACE ejerza el control operativo sobre las Redes Particulares, podrá celebrar convenios para tal efecto.	
b)	Estado Operativo Normal: Estado operativo en el que se observan condiciones que indican que el Sistema Eléctrico Nacional está operando con suficientes márgenes de reserva en generación, transmisión, transformación y de Potencia	

Reactiva para mantenerse integrado ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa. El Estado Operativo Normal satisface los siguientes lineamientos operativos:	
i.	La frecuencia del sistema debe de estar dentro del rango establecido en los estándares de confiabilidad.
ii.	La magnitud de voltaje de todas las barras de las Subestaciones Eléctricas de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista debe estar dentro del rango establecido en los convenios entre el CENACE y los Transportistas y Distribuidores..
iii.	El flujo de potencia a través de todos los elementos de transmisión (líneas, transformadores y compensación serie) debe estar dentro de los límites establecidos en los convenios entre el CENACE y los Transportistas y Distribuidores.
iv.	Todas las compuertas de flujo definidas por el CENACE deben operar dentro de los límites establecidos para una condición de operación normal.
v.	Todas las Centrales Eléctricas que se encuentren conectados a la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución que tengan o puedan tener impacto en la operación y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional deben operar dentro de los límites establecidos en los convenios entre el CENACE y la Central Eléctrica.
vi.	Todos los elementos de compensación dinámica que se encuentren conectados a la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución que tengan o pueden tener impacto en la operación y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional deben operar dentro de los límites establecidos en los convenios entre el CENACE y el propietario del elemento.
vii.	Todos los sistemas interconectados al Sistema Eléctrico Nacional que tengan o que puedan tener impacto en la operación y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional deben operar dentro de los límites establecidos en los convenios entre el CENACE y el operador del Sistema que se interconecta.
viii.	La configuración de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales

	de Distribución debe ser tal que ante la ocurrencia de una falla en el Sistema Eléctrico Nacional, la capacidad interruptiva de los elementos serie sea capaz de soportar la corriente de falla y liberar la falla.	
ix.	Las condiciones de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución controladas operativamente por el CENACE son seguras de acuerdo con los límites de seguridad establecidos.	
c)	Estado operativo de alerta. Estado operativo del Sistema Eléctrico Nacional en el que se observa que su condición se encuentra con márgenes de reserva inferiores a los establecidos para la operación normal, pudiendo reducirse hasta niveles para los cuales la ocurrencia de una contingencia sencilla tiene cualquiera de los siguientes efectos: 1) La operación de equipos fuera de límites de diseño; 2) Conducir al Sistema a una condición operativa críticamente estable sin margen de reserva y con riesgos potenciales de inestabilidad; 3) Estar en el umbral de la operación de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema.	
i.	Las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional que pueden ser consideradas como un Estado Operativo de Alerta deben definirse en el Manual de Prácticas de Mercado. Se deben considerar al menos las siguientes:	
a.	Esquema de Acción Remedial preparado para operar si se completan sus lógicas de activación.	
b.	Se tienen condiciones meteorológicas adversas: descargas atmosféricas, tormentas o ciclones tropicales, temperaturas extremas en Centrales Eléctricas, subestaciones y líneas, u otras condiciones que han afectado o tienen una alta probabilidad de afectar a la disponibilidad de las Centrales Eléctricas, la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución.	
c.	Límites de seguridad de elementos y compuertas de flujo dentro de una banda de advertencia definida por CENACE antes de llegar al límite de seguridad por emergencia.	
d.	Margen de reservas operativas y reservas reactivas en una banda de advertencia definida por el CENACE.	
e.	Se observa condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional aun no identificadas y que representen un riesgo potencial para el	

	Sistema Eléctrico Nacional.	
f.	La frecuencia del sistema está dentro de una banda de advertencia establecida en los estándares de confiabilidad.	
g.	La magnitud de voltaje de alguna de las barras de las Subestaciones Eléctricas de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista se encuentre dentro de una banda de advertencia establecida en los convenios entre el CENACE y los Transportistas y Distribuidores..	
h.	Se pierde observabilidad parcial del Sistema Eléctrico.	
ii.	El CENACE debe informar a los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en una condición de Estado Operativo de Alerta.	
iii.	Dentro del estado operativo de Alerta, el CENACE tiene la autoridad de:	
a.	Modificar los límites de seguridad para tener control de las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional.	
b.	Tomar cualquier otra acción o abstenerse de tomar decisiones que impacten a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista como sea razonable y técnicamente factible.	
c.	Instrucciones excepcionales de despacho por Confiabilidad.	
d.	Interrupción planeada o controlada de Demanda Controlable.	
e.	Modificación o interrupción de transacciones con los Sistemas Interconectados.	
f.	Cambio de topología del Sistema Eléctrico Nacional.	
d)	Estado Operativo de Emergencia. Estado en el que se observen condiciones sin márgenes de reserva. El estado de la Red Nacional de Transmisión es tal que en pre-contingencia o ante la contingencia sencilla más severa se corre el riesgo de separación no controlada de la red, salidas en cascada, interrupción de servicio a cargas no radiales, y/o la sobrecarga de elementos críticos de transmisión, así como violaciones de los límites operativos y de diseño que pongan en riesgo la integridad del Sistema Eléctrico Nacional.	
i.	Las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional que pueden ser consideradas como un estado operativo de emergencia deben	

	definirse en el Manual de Prácticas de Mercado.	
a.	El Estado de Esquemas de Acción Remedial y Esquema de Protección de Sistema operados.	
b.	Si se tienen condiciones meteorológicas adversas: huracanes, ciclones tropicales en cualquiera de sus categorías, tornados, tormentas invernales, sismos, etc.	
c.	Los límites de seguridad de elementos violados.	
d.	Los límites de Compuerta de Flujo violados.	
e.	El margen de Reserva Operativo violado.	
f.	La carga no radial interrumpida.	
g.	La red del Sistema Eléctrico Nacional con formación no intencional de islas eléctricas.	
h.	La frecuencia del sistema está fuera de una banda de advertencia establecida en los estándares de confiabilidad.	
i.	La magnitud de voltaje de alguna de las barras de las Subestaciones Eléctricas de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista se encuentre fuera de la banda de advertencia establecida en los convenios entre el CENACE y los Transportistas y Distribuidores..	
ii.	El CENACE debe informar a los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en una condición de estado operativo de Emergencia.	
iii.	Dentro del estado operativo de Emergencia, el CENACE debe tener la autoridad de:	
a.	Ordenar el corte manual de carga de demanda considerada no controlable.	
b.	Modificación o interrupción de transacciones con los Sistemas Interconectados.	
c.	Instrucciones excepcionales de despacho por Confiabilidad.	
d.	Cambio de topología del Sistema Eléctrico Nacional y definición de nuevos límites.	

e.	Modificar los intercambios entre los diferentes Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.	
f.	Compras de energía de emergencia.	
g.	Suspender el Mercado Eléctrico Mayorista. En caso de Suspensión del Mercado Eléctrico Mayorista, los Generadores tendrán derecho a recuperar sus costos de operación con base en los parámetros de ofertas basadas en costo. Dichos costos de operación se recuperarán de las Entidades Responsables de Carga con un precio unitario por MWh retirado, dentro del Sistema Eléctrico Nacional o la parte afectada.	
e)	Estado Operativo Restaurativo: Estado operativo del Sistema Eléctrico Nacional que se considera después de ocurrido un disturbio, posterior a un estado de emergencia o a una serie de eventos que resulten en la desconexión involuntaria de carga no radial del Sistema Eléctrico Nacional, pérdida en cascada de elementos, formación no controlada de islas eléctricas o la desenergización total de la red.	
f)	Indicadores de Estados Operativos	
i.	El CENACE debe contabilizar el tiempo (minutos por hora/día/semana/año) y porcentaje, en que se incurre cada estado operativo.	
ii.	El CENACE debe contabilizar el número de veces al día en que se cambia el estado operativo.	
iii.	El CENACE debe indicar el motivo del cambio del estado operativo.	
3. Obligaciones y Responsabilidades		
Reglas		
1)	Objetivos	
a)	En esta sección se exponen las responsabilidades, obligaciones y facultades del CENACE y cada Participante del Mercado Eléctrico Mayorista con el fin de mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
2)	Obligaciones del CENACE	
a)	El CENACE debe planear y controlar la operación de la red eléctrica en forma	

	coordinada, de conformidad con las disposiciones establecidas en los procedimientos operativos aplicables para mantener la Confiabilidad de la red eléctrica bajo su responsabilidad. En este sentido deberá incluir, pero no limitarse a la supervisión y la emisión de órdenes, indicaciones o instrucciones de despacho de generación, cargas despachables, instalaciones de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.	
b)	El CENACE debe llevar a cabo sus obligaciones de conformidad con todos los estándares de confiabilidad aplicables.	
c)	Con el fin de cumplir con sus obligaciones bajo este Capítulo y en virtud de otras disposiciones de las Reglas del Mercado, el CENACE mantendrá procedimientos operativos e instructivos actualizados y los tendrá disponibles para consultarse en todo momento por los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado. Los cambios en la documentación, en lo referente a Reglas de Mercado, procedimientos de operación e instructivos, se realizarán conforme a la Ley, su reglamentación y demás disposiciones jurídicas aplicables.	
3)	Identificación de los estándares de confiabilidad.	
a)	El CENACE debe mantener un mapeo que contenga los estándares de confiabilidad aplicable a cada Participante del Mercado Eléctrico Mayorista y a todos los Transportistas, Distribuidores y Generadores que el CENACE considere, de acuerdo con los criterios de aplicabilidad establecido en cada estándar.	No debe de existir discrecionalidad, el mapeo debe de aplicar por igual a todos los participantes y no sólo a los que el CENACE considere.
b)	La CRE debe informar a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista y a todos los Transportistas, Distribuidores y Generadores, cuando se tenga un cambio a un Estándar de Confiabilidad o la entrada en vigor de un nuevo Estándar de Confiabilidad.	
4)	Información relacionada con la Confiabilidad.	
a)	El CENACE debe publicar una lista de los requerimientos de información relacionada con la Confiabilidad que pondrá a disposición de los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista y a todos los Transportistas, Distribuidores y Generadores que considere, los plazos en que dicha información será proporcionada, y la manera en que se proporcionará dicha información. Esta deberá incluir, pero no limitarse a, información diseñada para:	
i.	Permitir a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Transportistas, Distribuidores y Generadores iniciar procedimientos	

	para la administración del riesgo potencial de cualquier acción tomada por el CENACE para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
ii.	Apoyar a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Transportistas, Distribuidores y Generadores en el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del presente Capítulo; y	
iii.	Notificar a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Transportistas, Distribuidores y Generadores de cambios operativos o decisiones que puede tener un impacto en sus operaciones, instalaciones o equipos.	
b)	El CENACE debe publicar un catálogo de información relacionada con la Confiabilidad que solicitará a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Transportistas, Distribuidores y Generadores, los plazos en que dicha información será proporcionada y la manera en que se proporcionará dicha información. Al mismo tiempo, el CENACE publicará los indicadores de monitoreo inicial que el CENACE deberá utilizar en la evaluación de la manera en que la información es proporcionada.	
c)	Los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Transportistas, Distribuidores y Generadores deben proporcionar al CENACE la información mencionada en la sección 3, numeral 4, inciso b) de este Capítulo en el plazo y en la forma requerida.	
d)	A reserva de las disposiciones de confidencialidad, el CENACE debe, a solicitud de un Participante del Mercado Eléctrico Mayorista, proporcionar información relacionada con la Confiabilidad, que no figure en la lista mencionada en la sección 3, numeral 4, inciso a) de este Capítulo. Debe preverse que el CENACE no está bajo ninguna obligación de proporcionar cualquier información si, en su opinión, el Participante requirente obtendría del Mercado Eléctrico Mayorista una ventaja indebida. Con el fin de evitar cualquier ventaja indebida, el CENACE puede atender una solicitud de información, por algún Participante del Mercado Eléctrico Mayorista, poniendo a disposición de todos los Participantes, dicha información.	Incluir un mecanismo que permita que un tercero determine si la negativa del CENACE de proporcionar cierta información se encuentra debidamente soportada y justificada.
5)	Obligaciones de los Transportistas.	
a)	El Transportista deberá operar y mantener sus instalaciones de transmisión y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable de la	

Red Nacional de Transmisión y asistirá al CENACE en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación deberá incluir, pero no limitarse a, lo siguiente:	
i. Asegurar que los sistemas y procedimientos de corte de carga ante emergencias, se realizan conforme a lo especificado por el CENACE.	
ii. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura, para facilitar la rotación de corte de carga y el inicio del proceso de restauración, con el fin de ayudar al CENACE ante una afectación importante del suministro eléctrico o una interrupción extrema, o de emergencia en la Red Nacional de Transmisión.	
iii. Proporcionar al CENACE con descripciones funcionales, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas del mismo.	
iv. Informar a la brevedad al CENACE de cualquier cambio en la capacidad de sus instalaciones de transmisión o el estado de sus equipos o instalaciones que forman parte de la Red Nacional de Transmisión controlada por el CENACE y de cualquier otro cambio previsto en sus instalaciones de transmisión que podría tener un efecto sobre la Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión o el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. Esta información se proporcionará mediante alarmas, avisos de control supervisorio, por personal de mantenimiento otorgando registro, información de las zonas de Control o cualquier otra forma que acepten las partes;	“A la brevedad” es muy ambiguo.
v. Cumplir puntualmente con las instrucciones del CENACE, incluyendo instrucciones para conectar o desconectar instalaciones o equipos del SEN, controlada por el CENACE por propósitos de Confiabilidad. Esto puede incluir capacidades o regulación de parámetros eléctricos.	
vi. El Transportista debe llevar a cabo sus obligaciones en virtud de este Capítulo de conformidad con todos los estándares de confiabilidad aplicables.	
6) Obligaciones de los Participantes del Mercado para garantizar la Confiabilidad.	
a) Cada Participante del Mercado Eléctrico Mayorista conectado debe operar y mantener sus instalaciones y equipos confiables, cumpliendo las normas, estándares y reglamentos que le apliquen y debe asistir al CENACE en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación	

debe incluir, pero no limitarse a, lo siguiente:		
i.	Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura, para facilitar la rotación de corte de carga y el inicio del proceso de restauración, con el fin de ayudar al CENACE ante una afectación importante del suministro eléctrico o una interrupción extrema, o de emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.	
ii.	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.	“A la brevedad” es muy ambiguo.
iii.	Cumplir puntualmente con las instrucciones del CENACE, incluyendo instrucciones para desconexión de equipos del Sistema Eléctrico Nacional por propósitos de Confiabilidad.	¿Sólo las desconexiones pueden afectar la confiabilidad?
iv.	Asegurar la adecuada coordinación de los esquemas de protección entre las instalaciones del Participante del Mercado y la Red Nacional de Transmisión y/o Redes Generales de Distribución.	
b)	Cada Participante del Mercado Eléctrico Mayorista debe llevar a cabo sus obligaciones en virtud de este Capítulo de conformidad con todos los Confiabilidad aplicables.	
7) Obligaciones de los Generadores.		
a)	Cada Central Eléctrica que participa en el Mercado Eléctrico Mayorista operado por el CENACE y todos aquellos considerados Generadores Exentos y que se encuentren sincronizados al Sistema Eléctrico Nacional, deben operar y mantener sus instalaciones y equipos de generación de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del Sistema Eléctrico Nacional y asistirá al CENACE en el desempeño de sus responsabilidades relacionadas con la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a, lo siguiente:	Esta regla debiera ser aplicable también a las Centrales afectas a un Contrato de Interconexión Legado.
i.	Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicaciones confiables, para facilitar el cambio de potencia, y el inicio del proceso de restauración, con el fin de ayudar al CENACE ante una afectación importante del suministro eléctrico o una interrupción extrema, o de emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.	

ii.	Proporcionar al CENACE con descripciones funcionales, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas de los mismos.	
iii.	Informar a la brevedad al CENACE de cualquier cambio en el estado de cualquier instalación de las unidades de Central Eléctrica o equipos relacionados que representa y que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional controlado por el CENACE y de cualquier otro cambio o cambio programado en sus instalaciones o equipos de generación que podría tener un efecto en el Sistema Eléctrico Nacional o el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. Dichos cambios deberá incluir, pero no limitarse a, cualquier cambio en la situación que podría afectar a la potencia máxima, la generación mínima, la capacidad de operar con regulación automática de voltaje, estabilizadores de potencia, la capacidad de operar con Control Automática de Generación o la disponibilidad para proporcionar servicios auxiliares, todo referido a una unidad de la Central Eléctrica.	“A la brevedad” es muy ambiguo.
iv.	Informar a la brevedad al CENACE si alguna de las unidades de la Central Eléctrica que opera es incapaz por cualquier razón para operar de acuerdo con el esquema programado.	“A la brevedad” es muy ambiguo.
v.	Proporcionar al CENACE la información actualizada de la capacidad máxima por unidad de la Central Eléctrica, para que en caso de un estado operativo de emergencia, se pueda utilizar. Tales capacidades máximas de unidad deberán ser consistentes con la capacidad física máxima y no se limitará a la capacidad de la unidad ofertada en el Mercado del Día en Adelanto, Mercado de una Hora en Adelanto o Mercado de Tiempo Real.	
vi.	Cumplir puntualmente con las instrucciones del CENACE, incluyendo instrucciones para desconexión de equipos del Sistema Eléctrico Nacional, operado por el CENACE, por propósitos de Confiabilidad.	¿Sólo las desconexiones pueden afectar la confiabilidad?
b)	Cada unidad de la Central Eléctrica debe llevar a cabo sus obligaciones en virtud de este Capítulo de conformidad con todos los estándares de confiabilidad aplicables.	
8)	Obligaciones de los Distribuidores.	
a)	Cada Distribuidor debe operar y mantener sus instalaciones de distribución y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del	

Sistema Eléctrico Nacional y asistirá al CENACE en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación deberá incluir, pero no limitarse a, la siguiente:		
i.	Asegurar que los esquemas y procedimientos de corte de carga ante emergencias se efectúan conforme a lo especificado por el CENACE.	
ii.	Informar a la brevedad al CENACE de cualquier cambio en la capacidad de sus equipos o instalaciones de distribución conectado al Sistema Eléctrico Nacional, que podría tener un efecto en el funcionamiento confiable del Sistema Eléctrico Nacional.	“A la brevedad” es muy ambiguo.
iii.	Informar a la brevedad al CENACE de cualquier evento o circunstancia en su área de servicio que podría tener un efecto sobre la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	“A la brevedad” es muy ambiguo.
iv.	Proporcionar al CENACE con descripciones funcionales, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas de los equipos de distribución de las instalaciones que operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional.	
v.	Cumplir puntualmente con las instrucciones del CENACE, incluyendo aquellas para desconexión de instalaciones o equipos del Sistema Eléctrico Nacional, operado por el CENACE, por propósitos de Confiabilidad.	¿Sólo las desconexiones pueden afectar la confiabilidad?
b)	Cada Distribuidor debe llevar a cabo sus obligaciones en virtud este Capítulo de conformidad con todos los estándares de confiabilidad aplicables.	
4. Operaciones de Confiabilidad		
Reglas		
1) Obligaciones de los Generadores.		
a)	Todas las unidades de las Centrales Eléctricas interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional deben operar sin bloqueo de sus gobernadores de velocidad (modo libre).	
b)	El estatismo de las unidades de las Centrales Eléctricas debe tener un valor entre el 4 y 9% y debe permitir una variación de al menos un 4% de su Potencia Nominal (exceptuando los mínimos y máximos técnicos de generación, así como los rangos prohibidos de acuerdo con la tecnología de las unidades y a las restricciones operativas que prevalezcan). Los Manuales de Prácticas del	

	Mercado establecerán una penalización a las Centrales que incumplan este requerimiento, la cual debe ser aprobada por la CRE.	
c)	Cumplir con los requisitos estipulados referentes a los Recursos de Soporte del Sistema en los estándares de confiabilidad.	
2)	Reservas.	
a)	Reserva de Regulación: En las unidades de las Centrales Eléctricas sincronizadas al Sistema Eléctrico, es la diferencia entre la potencia actual y el límite de regulación alto o bajo, se calcula la reserva de regulación para subir o para bajar generación por el Control Automático de Generación, para unidades operando en los modos que minimizan el Error de Control de Área mediante señales de control que envía el Control Automático de Generación.	
b)	Reserva rodante: En las unidades de las Centrales Eléctricas sincronizadas al Sistema Eléctrico Nacional, es la menor entre: a) La diferencia entre la potencia actual y la capacidad máxima disponible. Y b) La capacidad de la unidad de Central Eléctrica para aumentar su producción en 10 minutos, considerando la rampa para subir.	
c)	Reserva operativa : Es la suma de: a) La reserva rodante, y b) La generación disponible de las unidades de las Centrales Eléctricas que se encuentran desconectados del Sistema Eléctrico pero que pueden sincronizar y tomar algún valor de carga en 10 minutos, a partir de la instrucción del CENACE, considerando la rampa para subir y el tiempo de arranque. Para efectos del Mercado Eléctrico Mayorista, se definirá la “reserva no rodante” como la porción del requisito de reserva operativa que no se cubre con reserva rodante.	
d)	El objetivo de las reservas es el de cubrir o compensar los incrementos de la carga durante el día u hora de despacho, sustituir o compensar la pérdida de capacidad debido a la interrupción forzada de equipos de generación o transmisión, así como cubrir la incertidumbre asociada con la capacidad real de la generación o carga despachable en respuesta a la instrucción de despacho.	
e)	El CENACE debe mantener la reserva suficiente para dar cumplimiento a los estándares de confiabilidad que le apliquen en esta materia emitidos por la CRE.	
f)	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.	
ii.	Los requisitos de reservas establecidas se aplicarán dentro de cada región de reserva.	
iii.	Los requisitos de reserva en cada región podrán cumplirse con recursos ubicados en cada región o en regiones adyacentes.	
iv.	En caso que los requisitos de reserva en una zona se cumplen con recursos ubicados en una región adyacente, los modelos de despacho deberán reducir la capacidad de transmisión disponible para la transferencia de energía entre dichas regiones.	
3) Control de Voltaje y Potencia Reactiva.		
a)	El servicio de apoyo de Potencia Reactiva para el control de voltaje de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber Potencia Reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica y condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas de transmisión.	
b)	La inyección, absorción y reserva de Potencia Reactiva para control de voltaje proporcionado por las unidades de las Centrales Eléctricas, son Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, por lo que se pagarán bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE con penalizaciones si no se siguen las instrucciones del CENACE.	
c)	El CENACE como responsable del control operativo de la red, debe asegurar que se cumplan todos los estándares de confiabilidad aplicables a control de voltaje y Potencia Reactiva.	
d)	Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva y que forman parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en derivación, etc., deberán estar a disponibilidad del CENACE para cuando se requieran conectar o desconectar o modificar sus características.	
e)	Ningún Transportista, Distribuidor o Participante del Mercado hará cambios en el estado o funcionamiento de los equipos que pudieran afectar el perfil de	

	voltaje de las Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución sin la aprobación previa del CENACE. Para ello, cada Transportista, Distribuidor o Participante del Mercado notificará al CENACE de la intención de cualquier cambio. El CENACE aprobará dicho cambio a menos que determine que el cambio solicitado afectará el perfil de voltaje o la Confiabilidad de la red.	
f)	El CENACE debe coordinar la operación de los cambiadores de derivación bajo carga, que se encuentren dentro de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. Ningún Participante del Mercado podrá hacer cambios en la posición de los Taps de los transformadores sin la aprobación previa del CENACE, el cual autorizará los cambios a menos que determine que podrían afectar la capacidad para controlar el voltaje en la red.	
4)	Arranque de emergencia.	
a)	El CENACE debe determinar la cantidad y ubicación de capacidad de arranque de emergencia necesaria a través de la red, para satisfacer los requisitos del plan de restablecimiento del Sistema Eléctrico Nacional y de los estándares de confiabilidad aplicables.	
b)	La capacidad necesaria de arranque de emergencia puede incluir los siguientes conceptos:	
i.	Recursos dedicados a la restauración de regiones del Sistema Eléctrico Nacional en casos de emergencia que hayan resultado en la interrupción de la operación en dicho Sistema, o	
ii.	Recursos dedicados a la operación de regiones del Sistema Eléctrico Nacional en casos de emergencia que hayan resultado en la pérdida de conectividad entre dichas regiones del resto del Sistema.	
iii.	Recursos dedicados a otros casos de emergencia que se determinen en los manuales de prácticas del mercado.	
c)	El CENACE debe determinar a los Participantes del Mercado los requisitos para considerar a una unidad de la Central Eléctrica prestador del servicio de arranque de emergencia. Toda Central Eléctrica que quiera participar en arranque de emergencia deberá ser verificada a través de pruebas por el CENACE, previo a establecer un acuerdo de servicios.	
5)	Condiciones de Emergencia.	
a)	No obstante cualquier otra disposición de las Reglas del Mercado, cuando el	

	Sistema Eléctrico Nacional se encuentre en un estado operativo de emergencia, el CENACE podrá adquirir servicios auxiliares de cualquier Participante, ya sea que participe o no en el mercado de Servicios Conexos, o cumpla o no todas las normas y requisitos de registro aplicables respecto de tales Servicios Conexos.	
5.	Seguridad del Sistema	
	Reglas	
1)	Obligaciones: Para mantener la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE en coordinación con los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares deben:	
a)	Evaluar la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional en tiempo real, identificando las variables eléctricas y eventos que presenten situaciones de riesgo en la operación del mismo.	
b)	Mantener la integridad del Sistema Eléctrico Nacional, evitando la ocurrencia de situaciones de riesgo.	
c)	Proteger los elementos que componen el Sistema Eléctrico Nacional de daños significativos que pongan en riesgo la operación.	
d)	El CENACE debe establecer y publicar los límites de seguridad para todas las instalaciones que son parte de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, así como de todas aquellas redes particulares que el CENACE considere.	
e)	El CENACE debe determinar y publicar los límites de seguridad de todas las compuertas de flujo definidas para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.	
f)	El CENACE debe monitorear en forma permanente los límites operativos de las compuertas de flujo definidas para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.	
g)	El CENACE debe establecer y publicar los criterios y márgenes que son usados para la determinación de los límites de seguridad de los elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como de las compuertas de flujo establecidas en el Manual de Prácticas de Mercado.	
h)	El CENACE debe dirigir en coordinación con los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares que la red del Sistema Eléctrico Nacional se encuentre operando dentro de los límites de seguridad establecidos.	
i)	El CENACE debe dirigir a los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares, así como a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista	

	a tomar acciones necesarias para mantener o recuperar a un estado operativo Normal.	
j)	El CENACE debe instruir a los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares, así como a los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista a investigar todos los eventos considerados mayores e iniciar los planes de acción correctiva.	
2)	Alcance de la seguridad del Sistema: Aplica para el CENACE, Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares, así como todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.	
3)	Límites de Seguridad.	
a)	Límites de Seguridad basados en la respuesta dinámica del Sistema Eléctrico Nacional. El CENACE debe definir los límites de transmisión de tal manera que ante la ocurrencia de cualquier contingencia sencilla, el Sistema Eléctrico Nacional debe mantener estabilidad transitoria, dinámica, de voltaje y frecuencia; todas las instalaciones y elementos de estas, deben estar dentro de las características especificadas en los convenios establecidos por el CENACE y los Transportistas y Distribuidores.	
b)	Límites de Seguridad basados en los valores nominales y por las características físicas de los elementos serie, medición y comunicación instaladas en la red eléctrica (voltaje, límites térmicos).	
c)	Los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares, así como todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, deben enviar al CENACE la siguiente información para la determinación de los límites de seguridad que se deben aplicar a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado por parte del CENACE:	
i.	Capacidad nominal de los equipos (diseño).	
ii.	Capacidad nominal de los transformadores de corriente.	
iii.	Capacidad nominal de las trampas de Onda de los equipos de comunicación.	
iv.	Capacidad nominal de los transformadores.	
v.	Niveles de enfriamiento de los equipos de transformación.	

vi.	Capacidad nominal de los elementos en derivación.	
vii.	Rango de voltaje a los que operan los equipos por diseño.	
viii.	Límites por características físicas de los equipos para operación continua en condiciones de verano e invierno (día y noche).	
ix.	Sobrecarga por características físicas durante un periodo de tiempo determinado de verano e invierno (día y noche).	
x.	Capacidad interruptiva y nivel básico de impulso de los interruptores y seccionadores.	
xi.	Ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los equipos de transformación.	
xii.	Ajustes de las protecciones de líneas de transmisión.	
d)	Todos los Generadores deben proporcionar la información técnica de los modelos del Generador y sus controles que se requieren para la Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.	
e)	Todas las Centrales Eléctricas que operen máquinas síncronas deben proporcionar los ajustes por características de diseño y físicas de los limitadores de máxima y mínima excitación, curva de capacidad, potencia inversa, esquemas de alta/baja frecuencia, Pérdida de Excitación.	
f)	Todas las Centrales Eléctricas fotovoltaicas y eólicas deben proporcionar los rangos de nominales de diseño de alta/baja tensión, alta/baja frecuencia de sus inversores y Generadores eólicos.	
g)	Todas las Entidades Responsables de Carga que operen cargas industriales tales como mineras, cementeras y siderúrgicas deben proporcionar los parámetros de los motores mayores a 1000 HP, capacidades de los hornos de arco, elementos de derivación (capacitores y reactores) y compensación dinámica.	
h)	Rango de diseño de voltaje, frecuencia, capacidad nominal, para los compensadores estáticos de VAR, líneas HVDC, Defasadores, todo aquel equipo considerado como FACT (Sistema Flexible de Corriente Alterna).	
i)	El CENACE debe planear la operación del mercado, de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución respetando los límites de los equipos.	
j)	El CENACE debe respetar todos los criterios de seguridad de pre y post-contingencia que son usados para establecer los límites de seguridad.	

k)	El CENACE en coordinación con los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares, pueden determinar en procedimientos y criterios de seguridad operativa que ante contingencias locales no tengan impacto en las redes que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.	
4)	Asistencia de otros Sistemas Eléctricos.	
a)	El CENACE se debe coordinar con los Sistemas Interconectados para establecer los límites de transferencia normales y de emergencia.	
b)	El CENACE debe identificar márgenes de reserva en los enlaces de interconexión que apliquen para la condición planeada y de tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional y operar coordinado con los Sistemas Interconectados.	
c)	Se deben respetar los acuerdos de asistencia de emergencia vigentes con entes operadores de otros países, sistemas eléctricos y/o compañías eléctricas extranjeras, tales como: SDG&E (California USA), WECC (USA), EPECO (El Paso, Texas USA), ERCOT (Texas, USA), AMM (Guatemala), EOR (América Central) y BEL (Belice).	
d)	El CENACE debe operar los enlaces de interconexión con otros Sistemas minimizando la transferencia neta de Potencia Reactiva, solo que exista un contrato que establezca los valores de transferencia de Potencia Reactiva.	
e)	Los intercambios máximos netos programados a través de las interconexiones con otros Sistemas no deben exceder la capacidad de transferencia incremental ante la primera contingencia.	
f)	La información proporcionada al CENACE de un acuerdo de interconexión que sea declarada confidencial, debe permanecer como tal y no debe ser divulgada sin el consentimiento previo por escrito del representante legal del Sistema Interconectado.	
5)	Restauración del Sistema.	
a)	El CENACE y los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional ante la presencia de un disturbio, cumpliendo con:	
i.	Minimizar el tiempo de interrupción a los usuarios.	
ii.	Minimizar el tiempo de desconexión de sus elementos.	

iii.	Proteger los elementos que componen el Sistema Eléctrico Nacional de daños significativos que pongan en riesgo la operación.	
iv.	Respetar los límites de seguridad.	
v.	Proteger al personal operativo.	
vi.	Apegarse con los lineamientos y procedimientos operativos establecidos.	
vii.	Estándares de confiabilidad emitidos por la CRE.	
b)	El CENACE en un estado operativo de emergencia tiene la autoridad de:	
i.	Modificar los límites de seguridad para tener control de las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional.	
ii.	Instruir el corte manual de carga de la demanda no controlable.	
iii.	Modificación o interrupción de transacciones con los Sistemas Interconectados.	
iv.	Instrucciones excepcionales de despacho por Confiabilidad.	
v.	Cambio de topología del Sistema Eléctrico Nacional.	
vi.	Modificar los intercambios entre los diferentes Participantes del Mercado.	
vii.	Compra de energía de emergencia.	¿Cómo se empata esto con las compras de excedentes o emergencia que deban hacerse a Titulares de Contratos de Interconexión Legados?
viii.	Suspender el Mercado Eléctrico Mayorista.	¿Cuál es el alcance de esta suspensión? ¿Qué sucede con todas las transacciones fijadas en el mismo?
ix.	Suspender trabajos en instalaciones de la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y las Redes Particulares.	
x.	Solicitar el uso de los canales de comunicación de voz y datos para el uso exclusivo del proceso de restauración.	
c)	El CENACE en un estado operativo de emergencia debe coordinar a los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y de	

	Centrales Eléctricas para llevar a cabo las actividades necesarias para restablecer al Sistema Eléctrico Nacional a una condición de estado operativo normal.	
	i. Recuperar servicios propios a las Centrales Eléctricas que lo requieran.	
	ii. Recuperar la carga de formar gradual y controlada.	
	iii. Restablecer los elementos de la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y las Redes Particulares de manera controlada para proteger a los elementos de estas de sobrevoltajes y sobrecargas.	
	iv. Re-sincronizar las islas eléctricas.	
d)	El CENACE ante un estado operativo de emergencia debe establecer y coordinar la estrategia de restauración con base en:	
	i. Estabilización de islas eléctricas.	
	ii. Recuperación de la generación del Sistema Eléctrico Nacional.	
	iii. Energización de la Red Nacional de Transmisión.	
	iv. Restablecimiento de la carga del Sistema Eléctrico Nacional.	
	v. Re-sincronizar islas eléctricas entre sí y estas a su vez con el resto del Sistema Interconectado.	
e)	Todos los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares deben contar con procedimientos operativos para la restauración de la red bajo su responsabilidad.	
f)	El CENACE es responsable de validar los procedimientos operativos para la restauración de los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares.	
g)	Todos los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares deben tener identificados los Centros de Carga prioritarios de la red bajo su responsabilidad como son:	
	i. Arranque de Unidades de Central Eléctrica.	
	ii. Servicios propios de Subestaciones Eléctricas, Centros de Control y centrales nucleoelectricas.	
	iii. Cargas de instalaciones de comunicación.	

iv.	Cargas asociadas a suministro de gas y sus Centros de Control.	
v.	Cargas críticas de hospitales, transporte colectivo, abastecimiento de agua, centros penitenciarios entre otras.	
vi.	Cargas asociadas a Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema.	
6)	Esquemas de acción remedial y protección de Sistema.	
a)	Responsabilidad del CENACE.	
i.	Analizar, determinar e informar las necesidades de implementación, modificación o retiro por razones de seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
ii.	Coordinar la implementación, modificación o retiro de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema con los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares.	
iii.	Clasificar los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema para obtener la aprobación de implementación y uso del Sistema Eléctrico Nacional.	
iv.	Llevar registro de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema instalados en el Sistema Eléctrico Nacional.	
v.	Publicar la justificación para la implementación, modificación o retiro del Esquema de Acción Remedial o del Esquema de Protección de Sistema con suficiente detalle y precisión para permitir que los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado cuyas instalaciones eléctricas formen parte de los Esquemas de Acción Remedial y los Esquemas de Protección de Sistema comprendan la necesidad de la implementación, modificación o retiro.	
vi.	Establecer convenios con los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado cuyas instalaciones eléctricas formen parte de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema.	
vii.	Revisar de forma periódica el funcionamiento de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema a través de estudios eléctricos.	

viii.	Aplicar la metodología de indemnización donde las Reglas del Mercado determinen qué aplique, para los Participantes del Mercado que participen en Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema.	
b)	Responsabilidades de los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y de los Participantes del Mercado.	
i.	Comprar los equipos necesarios para la implementación y modificación de los Esquemas de Acción Remedial y de los Esquemas de Protección de Sistema.	
ii.	Instalar los equipos necesarios del Esquema de Acción Remedial y Esquema de Protección de Sistema de acuerdo con el determinado en el estudio elaborado por el CENACE.	
iii.	Elaborar los diagramas Esquemáticos y de Comunicaciones de acuerdo con lo determinado en el estudio elaborado por el CENACE.	
iv.	Elaborar los diagramas lógicos de control de acuerdo con lo determinado en el estudio eléctrico elaborado por el CENACE.	
v.	Elaborar un manual de operación y mantenimiento de los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema de acuerdo con lo determinado en el estudio eléctrico elaborado por el CENACE.	
vi.	Revisar en sitio y de forma periódica el funcionamiento de los Esquemas de Acción Remedial y los Esquemas de Protección de Sistema.	
vii.	Realizar el programa de mantenimiento de los equipos pertenecientes a los Esquemas de Acción Remedial y los Esquemas de Protección de Sistema.	
viii.	Reponer un equipo dañado perteneciente a los Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección de Sistema dentro de los tiempos establecidos en los contratos con el CENACE.	
ix.	Notificar al CENACE cuando el equipo instalado en sus instalaciones requiere mantenimiento.	
x.	Notificar al CENACE cuando el equipo instalado en sus instalaciones se encuentra fallando.	
xi.	Reponer un equipo dañado perteneciente a los Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección de Sistema dentro de los tiempos establecidos en los contratos con el CENACE.	

xii. Notificar de forma escrita de acuerdo con la Ley y las Reglas de Mercado la razón por la cual sus instalaciones no pueden participar en un Esquema de Acción Remedial o en un Esquema de Protección de Sistema.	
6. Coordinación de Licencias para Confiabilidad	Se considera que toda esta sección debe ir en las Disposiciones Operativas del Mercado
Reglas	
1) Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional, se deben realizar de acuerdo con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado.	
2) El estado de los elementos, equipos y unidades de las Centrales Eléctricas que conforma al Sistema Eléctrico Nacional, debe estar de acuerdo con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado.	
3) La clasificación de las licencias las establece el Manual de Prácticas de Mercado.	
4) El personal autorizado para solicitar licencias se establece en el Manual de Prácticas de Mercado.	
5) La autorización, modificación y cancelación de las licencias debe seguir lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado.	
7. Pronóstico de Demanda para Confiabilidad	
Reglas	
1) El CENACE es el responsable de elaborar y publicar los pronósticos de demanda.	
2) El CENACE es responsable de publicar la metodología con la que se realiza el pronóstico de demanda.	
3) La CRE es responsable de aprobar la metodología utilizada por el CENACE para la elaboración del pronóstico de demanda.	
4) Todos los Recursos de Demanda Controlable Agregada y las Entidades Responsables de Carga deben proveer la información requerida para la elaboración de los pronósticos de demanda de acuerdo con lo establecido en las Reglas del Mercado.	
5) El pronóstico elaborado por el CENACE debe ser utilizado para:	
a) Conocer la demanda esperada.	

b)	Elaborar oferta de energía y capacidad en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
c)	Elaborar planes de mantenimiento de Centrales Eléctricas.	
d)	Elaborar planes de mantenimiento de elementos de las redes eléctricas de la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y las Redes Particulares.	
e)	Cálculo de márgenes de reserva operativa.	
f)	Compras de Potencia de Emergencia.	
g)	Compras de energía de emergencia.	
h)	Transacciones con Sistemas Interconectados.	
i)	Insumo para el Análisis de Seguridad y Confiabilidad de condiciones de corto y mediano plazo del Sistema Eléctrico Nacional, para la elaboración de planes operativos.	
j)	Informar a los Transportistas, Distribuidores y operadores de las Redes Particulares de obras prioritarias para el próximo Programa de 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.	
8.	Comunicación para Confiabilidad	
Reglas		
1)	Los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado son los responsables de proveer y mantener los medios de comunicación de voz y datos con el CENACE.	
2)	El CENACE tiene la autoridad de solicitar la incorporación, modificación y ampliación de los medios de comunicación de voz y datos con los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y Participantes del Mercado, de acuerdo con criterios de privacidad de datos, interoperabilidad y seguridad de la información.	
3)	El CENACE tiene la autoridad de establecer los requerimientos mínimos de comunicación de voz y datos con los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado.	
4)	El lenguaje de comunicación de voz entre el CENACE y los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado	

	debe seguir los protocolos establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado y en las Reglas del Mercado.	
5)	La comunicación de voz entre el CENACE y los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado debe ser grabada de acuerdo con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado y en las disposiciones emitidas para el monitoreo del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	
6)	Todo medio de comunicación electrónico que involucre datos y archivos electrónicos entre el CENACE y los Transportistas, Distribuidores, operadores de las Redes Particulares y los Participantes del Mercado debe ser almacenado de acuerdo con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado y en las disposiciones emitidas para el monitoreo del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	
7)	El CENACE deberá mantener un listado de las personas que usan los medios de comunicación. Los datos de contacto deben actualizarse e intercambiarse periódicamente entre las personas o entidades incluidas en la operación de la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución, las Redes Particulares y los Participantes del Mercado.	
8)	El CENACE tiene la autoridad de suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista a un Participantes del Mercado cuando no cumpla con los requisitos de comunicación establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado y en las Reglas del Mercado.	
IV.	Pequeños Sistemas	
1.	Disposiciones Generales	
	Reglas	
1)	Los pequeños sistemas eléctricos se clasificarán en dos categorías:	
	a) Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada;	
	b) Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red.	
2)	El Sistema Interconectado Nacional, el Área de Control de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur no se considerarán Pequeños Sistemas Eléctricos. Estos sistemas se denominarán Grandes Sistemas Eléctricos.	
3)	El CENACE mantendrá y actualizará modelos de Flujo Óptimo de Potencia de forma	

separada para los siguientes sistemas, hasta que se interconecten físicamente entre ellos o con sistemas vecinos. Estos sistemas se sujetarán a todas las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista:	
a) Sistema Interconectado Nacional;	
b) Sistema Interconectado Baja California;	
c) Sistema Interconectado Baja California Sur, y	
d) Sistema Interconectado Mulegé.	
4) El Sistema Interconectado Mulegé se considerará como un Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada, hasta que se interconecte físicamente con alguno de los Grandes Sistemas Eléctricos.	
5) El CENACE mantendrá de forma transitoria el control físico de la red de transmisión en el Sistema Interconectado Mulegé hasta que el Transportista correspondiente cuente con la infraestructura y recursos humanos necesarios para realizar dicha actividad.	
6) La formalización de las responsabilidades de control físico en el Sistema Interconectado Mulegé se realizará mediante un convenio entre el CENACE y el Transportista, cuyo modelo deberá ser autorizado por la CRE.	
7) En los Pequeños Sistemas Eléctricos se aplicarán condiciones de excepción de las reglas (planeación, interconexión, conexión, operación y mercado) derivado de la condición de aislamiento en la que operan estos sistemas, las cuales se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
8) Para los Pequeños Sistemas Eléctricos se definirán y aplicarán criterios particulares que permitan asegurar la Confiabilidad por su condición de excepción, los cuales serán expedidos por la CRE.	
9) Los requerimientos de capacidad adicional para los Pequeños Sistemas Eléctricos serán definidos de acuerdo a los estándares de confiabilidad que emita la CRE y con base en el pronóstico de demanda que proporcione la Secretaría.	
10) En la planeación de la expansión y modernización Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución de los Pequeños Sistemas Eléctricos, se aplicará lo establecido en las Reglas de interconexión y conexión, cumpliendo con los estándares de confiabilidad particulares para dichos sistemas.	
11) La Integración de nueva generación renovable en los Pequeños Sistemas Eléctricos atenderá a los estándares de confiabilidad aplicables.	

12)	Se establece el siguiente esquema especial de Mercado Eléctrico Mayorista aplicable a los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen Simplificado:	
a)	El CENACE despachará a los Generadores Participantes del Mercado con base en las curvas de operación acreditadas por la Unidad de Vigilancia de Mercado, sin recibir ofertas diarias, considerando los programas de mantenimiento y disponibilidad reportados por los Generadores;	
b)	Los precios se calcularán solamente en tiempo real, sin la operación de un Mercado del Día en Adelanto. El costo total de operación incluirá el costo de arranque y el costo de operación en vacío. Estos costos deberán ser aprobados por la Unidad de Vigilancia de Mercado;	
c)	Los costos variables deberán incluir los costos de operación y mantenimiento. Estos costos deberán ser aprobados por la Unidad de Vigilancia de Mercado;	
d)	El precio de combustible utilizado corresponderá con la facturación del periodo despachado;	
e)	La metodología de pagos de Potencia se realizará a través de un pago de capacidad administrada con base en un esquema de operación eficiente. Este pago se estimará de acuerdo a un análisis del costo fijo nivelado correspondiente a la tecnología de generación identificada por el CENACE como fuente marginal de nueva Potencia (amortización y financiamiento de inversiones; y gastos de mantenimiento que no varían en función de la producción). La metodología será aprobada por la CRE.	
f)	Para la inclusión de nueva capacidad se podrán realizar subastas de largo plazo que consideren la capacidad necesaria para cubrir la demanda pronosticada.	Para poder subastar en Pequeños Sistemas Eléctricos (sistemas aislados) , se requiere que exista también disponibilidad de transmisión.
g)	Se respetarán los Contratos de Interconexión Legados hasta en tanto sus titulares elijan celebrar un contrato respectivo con el CENACE bajo el marco de la Ley. En dado caso operarán bajo el esquema especial a que se refiere este numeral.	
h)	El pronóstico de demanda para la ejecución del despacho lo realizará el CENACE.	
13)	Los servicios de Abasto Aislado podrán elegir contar con una interconexión a los Pequeños Sistemas Eléctricos; en dado caso serán considerados como Centro de Carga y Centrales Eléctricas, y deberán celebrar el contrato de interconexión y el contrato de Participante del Mercado correspondiente, buscando asegurar la Confiabilidad.	
14)	A los pequeños sistemas eléctricos que no rebasen una capacidad máxima de 5 MW se	

	les dará el carácter de Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red, y su operación se llevará de acuerdo a lo establecido en estas Bases del Mercado Eléctrico de Mercado y en las disposiciones operativas correspondientes.	
15)	Entre los principales Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red se encuentran:	¿Cuál es la necesidad de hacer este listado?
	a) Holbox.	
	b) Grupo Carolina.	
	c) Entre otros.	
16)	Dentro de los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red los Generadores y Suministradores que representan a Centrales Eléctricas y Centros de Carga deberán celebrar acuerdos de operación conjunta que contemplen el pago directo entre ellos sin la intervención del CENACE. Los términos de dichos acuerdos deberán ser autorizados por la Secretaría.	
17)	Dentro de los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red, el CENACE establecerá los criterios operativos, de seguridad y Confiabilidad que aseguren el suministro de energía eléctrica con Estándares de Calidad adecuados, los cuales se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
V.	Operaciones del mercado	
1.	Modelo Comercial y de la Red	
	Reglas	
1)	Toda la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión será incluida en el Modelo de la Red Física y en el Modelo Comercial del Mercado. El CENACE determinará la infraestructura de las Redes Generales de Distribución que corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista; esta infraestructura también será incluida en el Modelo de la Red Física y en el Modelo Comercial del Mercado.	
2)	Modelo de la Red Física:	
	a) El Modelo de la Red Física es extraído de los sistemas EMS/SCADA (Energy Management System/Supervisory Control And Data Acquisition) del CENACE y consiste en una representación en base de datos a nivel barra, interruptor y cuchilla. Este modelo representa los parámetros eléctricos y la topología de los elementos de la red.	

b)	El Modelo de la Red Física, se transforma en una representación a nivel nodo-rama, después de que el Procesador de Topología del Sistema EMS/SCADA construya la topología con base en el estado (abierto/cerrado) de cada uno de los equipos de conexión (interruptores y cuchillas) del Sistema Eléctrico de Potencia.	
c)	El Modelo de la Red Física en conjunto con las mediciones de voltaje, flujos de potencia y estado de equipos de conexión (interruptores y cuchillas) es procesado por el Estimador de Estado del Sistema EMS/SCADA para construir el estado eléctrico del Sistema Eléctrico de Potencia. El estado eléctrico es utilizado por las aplicaciones flujos de carga y Análisis de Contingencias del EMS/SCADA para la supervisión de la seguridad y Confiabilidad de la Red.	
d)	El Modelo de la Red Física incluye todas las restricciones operativas en específico límites térmicos, de voltaje y de estabilidad de la red.	
e)	El CENACE mantendrá y actualizará el Modelo de la Red Física en la base de datos del sistema EMS/SCADA para la operación y control del Sistema Eléctrico de Potencia en tiempo real.	
f)	Asimismo, el CENACE preparará versiones futuras del Modelo de la Red Física, con base en los cambios programados al Sistema Eléctrico Nacional, para su evaluación en periodos posteriores.	
3)	Supervisión de la Seguridad y Confiabilidad de la Red.	
a)	El CENACE definirá una lista de contingencias para ser procesadas y reportadas por la aplicación Análisis de Contingencias del EMS/SCADA, para que el operador supervise la seguridad del Sistema Eléctrico. Estas contingencias incluirán todas las posibles fallas de líneas de transmisión, transformadores y unidades generadoras, que puedan tener un impacto significativo sobre la seguridad y Confiabilidad del sistema.	
b)	El CENACE considerará la definición de contingencias múltiples de elementos de la Red Nacional de Transmisión (disparo simultáneo de 2 líneas de transmisión, 2 transformadores o falla de más de una unidad generadora por Central Eléctrica) si estas han ocurrido simultáneamente en los 5 años previos de operación o en cumplimiento con los estándares de confiabilidad del CENACE.	
c)	El CENACE publicará las definiciones de las contingencias específicas consideradas en la supervisión de la seguridad y Confiabilidad de la Red.	
d)	La aplicación Análisis de Contingencias del EMS/SCADA del CENACE procesará en línea cada una de las contingencias definidas y evaluará la habilidad del	

	sistema para soportarlas manteniendo condiciones de operación adecuadas.	
e)	La aplicación Despacho Económico con Restricciones de Seguridad recibe información del estado eléctrico de la red y de los límites de transmisión provenientes del programa Estimador de Estado del EMS/SCADA, e incluye los límites calculados por las aplicaciones de evaluación de seguridad operativa en línea. El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad a su vez calcula los puntos base que deben generar las Unidades de Central Eléctrica.	
f)	Cada restricción de contingencia activa consiste en un límite específico sobre un elemento específico, bajo una contingencia específica.	
4)	Modelo Comercial de Mercado:	
a)	En el Modelo Comercial de Mercado, la topología del Modelo de la Red Física se ajusta conforme a las necesidades de ejecutar la asignación de unidades, el despacho de generación y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, tales como:	
i.	Representación de Unidades de Central Eléctrica agregadas.	
ii.	Representación de Recursos de Demanda Controlable agregados.	
iii.	Representación de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga distribuidos.	
iv.	Representación de puntos de programación de importaciones y exportaciones.	
v.	Información necesaria para llevar a cabo funciones del Mercado que no están incluidas en el Modelo de la Red Física, tales como:	
a.	Parámetros de oferta de recursos.	
b.	Definiciones y requisitos de las Regiones de Servicios Conexos.	
c.	Definiciones y requisitos de Enlaces interregionales de Transmisión [corredores].	
d.	Vectores de distribución de ejes de intercambio [trading hubs].	
e.	Vectores de Distribución de Carga.	
f.	Vectores de Distribución de Generación.	
g.	NodosP Agregados y NodosP Distribuidos.	

5)	Despacho Económico con Restricciones de Seguridad.	
i.	El CENACE mantendrá tablas y archivos de datos de soporte suplementario para el Mercado que permitan la conversión consistente del Modelo de la Red Física en el Modelo Comercial de Mercado.	
ii.	En el Mercado del Día en Adelanto los Precios Marginales Locales serán calculados mediante la función denominada Asignación de Unidades de Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real mediante el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, conforme a lo descrito en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, y con base en el Modelo Comercial de Mercado.	
6)	Modelo Comercial de Facturación.	
a)	El Modelo Comercial de Facturación complementará al Modelo Comercial de Mercado con la adición de Centrales Eléctricas de Generación y Centros de Carga Indirectamente Modelados, los cuales no se incluyen individualmente en el Modelo de la Red Física.	
b)	El propósito del Modelo Comercial de Facturación es ubicar las inyecciones y retiros bajo la representación de cada Participante del Mercado a NodosP en el Modelo Comercial de Mercado y en intervalos específicos de tiempo.	
c)	Para llevar a cabo esta ubicación el Modelo Comercial de Facturación incluirá:	
i.	La relación entre los Centros de Carga Indirectamente Modelados y los NodosP Distribuidos que correspondan.	
ii.	La relación entre las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas y los NodosP Agregados que correspondan.	
iii.	Curvas de carga que permiten estimar el consumo por intervalo de los Centros de Carga que no cuenten con medición por intervalo.	
iv.	Curvas de generación que permiten estimar la generación por intervalo de las Centrales Eléctricas que no cuenten con medición por intervalo.	
d)	Con base en el Modelo Comercial de Facturación se realizarán todos los cálculos relacionados con la facturación, incluyendo el pago y cobro de Garantía de Suficiencia de Ingresos, la aplicación de penalizaciones, y los demás cobros contemplados en el Manual de Prácticas del Mercado en materia de facturación.	
7)	Nodos de Red (NodoC).	

a)	El Modelo de la Red Física se compone de nodos de conectividad de red conocidos como NodosC.	
b)	Los NodosC representan las secciones que conectan los interruptores y cuchillas con los elementos de la red (Generadores, transformadores, líneas de transmisión, reactores, capacitores y compensadores estáticos de Potencia Reactiva) con otras barras físicas.	
c)	Cualquier terminal o parte de equipo eléctrico relevante para la operación del Mercado está conectada a un NodoC.	
d)	Las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas se representan en el NodoC apropiado en el Modelo de la Red Física, independientemente de si están interconectadas directamente a infraestructura considerada relevante para la operación del Mercado. La inyección de energía de Centrales Eléctricas Directamente Modeladas, se representan en el Modelo de la Red Física en el NodoC correspondiente, tomando en cuenta cualquier pérdida en la red entre el punto de interconexión y el NodoC.	
e)	Centros de Carga Directamente Modelados, incluyendo a los Recursos de Demanda Controlable, están representados en el NodoC apropiado, independientemente de si están interconectados directamente a infraestructura considerada relevante para la operación del Mercado. El retiro de energía de Centros de Carga Directamente Modelados es representado en el Modelo de la Red Física en el NodoC correspondiente, teniendo en cuenta cualquier pérdida en la red entre el punto de interconexión y el NodoC.	
f)	En un mismo NodoC puede conectarse más de un equipo diferente.	
8)	Nodos de Fijación de Precios (NodosP).	
a)	Un nodo de fijación de precios (NodoP) es un solo NodoC o un conjunto de NodosC en donde se modela una inyección o un retiro físico y para el cual un Precio Marginal Local es utilizado para liquidaciones financieras.	
b)	Un conjunto de diferentes NodosC entre los cuales se asuma que existe impedancia cero, pueden ser representados por un solo NodoP.	
9)	Nodos de Facturación (NodosF).	
a)	Nodos de Facturación (NodoF). El NodoF representa el punto físico de interconexión de cada Central Eléctrica de generación y Centro de Carga al Sistema Eléctrico Nacional.	

b)	Se requiere de la instalación de esquemas de medición conforme a los requerimientos del CENACE para conectarse a un NodoF.	
10)	Ejes de Intercambio [Trading Hubs].	
a)	Los Ejes de Intercambio son una agregación de los NodosP, mantenidos y calculados por el CENACE para efectos de liquidación y comercio.	
b)	El CENACE publicará vectores de distribución de ejes de intercambio, que consistirán de factores de ponderación (que suman 1) para una combinación de NodosP en una región general.	
c)	Cada precio del eje de intercambio se basará en los Precios Marginales Locales en los NodosP incluidos en su vector de distribución, ponderados por los elementos de dicho vector.	
d)	Las únicas ofertas de compra y venta que el CENACE aceptará en el Eje de Intercambio en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real serán para las Transacciones Virtuales (a partir de su implementación en el Mercado de SEGUNDA etapa). El CENACE incluirá estas ofertas de compra y venta en el Modelo Comercial del Mercado usando los vectores de distribución de los ejes de intercambio.	
e)	El CENACE también aceptará ofertas de compra y venta en los Ejes de Intercambio en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
11)	Modelado de carga.	
a)	Los vectores de distribución de carga reflejan la distribución promedio de carga en cada zona de carga por NodoP, con excepción de los Centros de Carga Directamente Modelados. Los Vectores de Distribución de Carga serán calculados por el CENACE.	
b)	Los Vectores de Distribución de Carga también incluyen las pérdidas de energía entre los Centros de Carga Indirectamente Modelados y los NodosP, de tal manera que la carga reportada en estos Centros de Carga multiplicada por los Vectores de Distribución de Carga da como resultado los retiros esperados de energía de los NodosP para esos Centros de Carga.	
i.	La CRE podrá establecer niveles de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas que deberán ser pagados por las Entidades Responsables de Carga.	El Generador Intermediario no debe trasladar ningún costo adicional al Titular de un Contrato de Interconexión Legado. Este último sólo paga lo expresamente pactado.

ii.	El CENACE calculará las pérdidas técnicas observadas en cada zona de carga, basado en los resultados reales de la operación. Asimismo, el CENACE calculará la porción de estas pérdidas que no fueran asignadas a las Entidades Responsables de Carga, como un porcentaje de la carga total de la zona. Estas cantidades podrían reflejar diferencias entre el desempeño esperado y el desempeño real de los Distribuidores, entre otros conceptos.	
c)	Las Entidades Responsables de Carga presentarán, para cada hora, ofertas de compra de carga al Mercado del Día en Adelanto por zona para todos los Centros de Carga Indirectamente Modelados que representan.	
d)	El CENACE convertirá las ofertas de compra de carga zonales en carga *esperada por NodoP para los propósitos del Mercado del Día en Adelanto, usando Vector de Distribución de Carga.	
e)	Solo habrá un Vector de Distribución de Carga para los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona; cada vector será aplicado por todas las Entidades Responsables de Carga, independientemente de la identidad real de los Centros de Carga que representen en la zona.	
f)	Los Vectores de Distribución de Carga se utilizarán para calcular los Precios Marginales Locales Distribuidos para liquidación de los Centros de Carga Indirectamente Modelados, en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.	
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.	
h)	Los Centros de Carga Directamente Modelados serán representados por NodosP específicos.	
i)	Las pérdidas serán consideradas en la facturación:	Las pérdidas deben de quedar definidas solamente como “pérdidas técnicas”. No es aceptable que las “pérdidas no técnicas” las pasen a la factura.
i.	Las Entidades Responsables de Carga pagarán el Precio Marginal Local en el NodoP Distribuido por la cantidad de retiros en sus Centros de	

	Carga Indirectamente Modelados, más las pérdidas técnicas asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE.	
ii.	Las Entidades Responsables de Carga pagarán el Precio Marginal Local del NodoP por la cantidad retirada por sus Centros de Carga Directamente Modelados. Si el NodoP es diferente del punto de interconexión (NodoF), el CENACE ajustará la cantidad de retiros de carga en el NodoP para tomar en cuenta las pérdidas técnicas establecidas por la CRE.	
iii.	Las pérdidas no técnicas asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE se cargarán a todos las Entidades Responsables de Carga y se asignarán tanto a Centros de Carga Indirectamente Modelados como a Centros de Carga Directamente Modelados.	
iv.	Las pérdidas que difieran de los valores asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE se cargarán o se abonarán a los Transportistas y a los Distribuidores por el CENACE, basándose en los Precios Marginales Locales correspondientes.	La CRE establece un límite de las pérdidas que se pueden trasladar a una ERC. El resto de esas pérdidas pasa al Transportista y al Distribuidor sin que se establezca que éstos no puedan trasladarlas a los usuarios.
12)	Modelado de Generación Distribuida.	
a)	Los Vectores de Distribución de Generación reflejan la distribución promedio de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas en cada zona por NodoP.	
b)	Los Vectores de Distribución de Generación podrán ser diferentes de los Vectores de Distribución de Carga en cada zona, si la Generación Distribuida tiene una distribución diferente que la carga.	
c)	Otros cálculos para la Generación Distribuida son equivalentes al Modelado de Carga.	
13)	Centrales Eléctricas Agregadas.	
a)	La agregación de Centrales Eléctricas es necesaria siempre que la configuración física de un paquete de ciclo combinado (o paquete de cogeneración, etc.) no permita que el Generador realice ofertas separadas para cada Unidad de Central Eléctrica.	
b)	Las Centrales Eléctricas Agregadas utilizan un solo NodoP para propósitos de modelado y liquidación, aun cuando la Central tenga múltiples unidades interconectadas en diferentes NodosC.	

c)	Si las características del sistema no permiten la sustitución de un solo NodoP para los múltiples NodosC asociados con la Central (por ejemplo, si las Unidades de Central Eléctrica están conectadas en diferentes niveles de tensión), el CENACE calculará un Vector de Distribución de la Generación basado en el desempeño histórico de las diferentes unidades.	
d)	La Central Eléctrica presentará ofertas para una sola Central en un NodoP Agregado. El CENACE utilizará el Vector de Distribución de Generación para representar esa oferta en los NodosP del Modelo Comercial de Mercado.	
14)	Modelado de Importación y Exportación.	
a)	Un NodoP será creado para todos los Punto de Entrega/Punto de Recepción de importaciones y exportaciones. Estará basado en:	
i.	Si la línea de transmisión transnacional no es parte del Sistema Eléctrico Nacional, un NodosC para el Bus de Red en el lado Mexicano, al cual la línea está conectada.	
ii.	Si la línea de transmisión transnacional es parte del Sistema Eléctrico Nacional, un NodosC para el Bus de Red en el lado extranjero, al cual la línea está conectada.	
iii.	En ambos casos, deberá de representarse una inyección de potencia ya sea de exportación o importación, dependiendo de la transacción definida.	
15)	Actualizaciones al Modelo de la Red Física: El proceso de actualización del Modelo de la Red Física consiste en construir el modelo de red, probar su funcionamiento y habilitar los cambios en la base de datos del sistema EMS/SCADA.	
a)	El proceso comienza con el requerimiento de información técnica de los equipos que se interconectarán a la red definidos en los proyectos de generación, transmisión y distribución que están incluidos en los Programas de Expansión y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, o bien, los proyectos de generación que hayan celebrado un contrato de interconexión mediante un proceso de interconexión individual.	
b)	El CENACE identificará los proyectos que pueden entrar en servicio en los siguientes 180-210 días.	
c)	Todos los proyectos que incluyan la adición, modificación y/o cambio de capacidad o uso de los siguientes tipos de instalaciones, se deberán incluir en el proceso de actualización del Modelo de la Red Física:	

i.	Centrales Eléctricas Directamente Modeladas.	
ii.	Centros de Carga Directamente Modelados.	
iii.	Subestaciones relevantes para las operaciones del mercado.	
iv.	Líneas de transmisión y líneas de distribución que sean relevantes para las Operaciones de Mercado.	
v.	Cambios en los arreglos de bahías o interruptores que sean relevantes para las Operaciones de Mercado.	
vi.	Transformadores de potencia que sean relevantes para las Operaciones de Mercado.	
vii.	Elementos en derivación (reactores, capacitores) así como dispositivos FACT (Sistema Flexible de Corriente Alterna) como condensadores estáticos de VARs que sean relevantes para las Operaciones de Mercado.	
viii.	Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema que sean relevantes para las operaciones del mercado.	
ix.	Adiciones y/o cambios a puntos de Control Supervisorio y Adquisición de Datos [SCADA].	
x.	Modificaciones a Esquemas de Protecciones que sean relevantes para las Operaciones de Mercado.	
16)	Recolección de datos para el Modelo de la Red Física.	
a)	Un nuevo Modelo de la Red Física será implementado cada seis meses, o con una frecuencia mayor, según lo determine el CENACE.	
b)	La “fecha de transición” es la fecha en la cual se comenzará a utilizar un nuevo Modelo de la Red Física.	
c)	El CENACE recopilará los datos técnicos necesarios de los Participantes del Mercado en los seis meses previos a la fecha de transición.	
d)	El CENACE confirmará que los datos de los parámetros de generación se hayan entregado en el proceso de interconexión.	
e)	Los transportistas y Distribuidores deberán de entregar la información técnica de los parámetros de la red al CENACE.	
f)	A los Participantes del Mercado que no proporcionen la información que les sea requerida 60 días antes de la fecha de transición, se les excluirá de la posibilidad de interconectar sus instalaciones a la red o de representar esas instalaciones en	En un escenario de Mercado ¿es factible que los participantes entreguen la información requerida 60 días antes de la fecha de

el mercado, hasta la siguiente actualización del Modelo de la Red Física.		transición?
17)	Pruebas del Modelo de la Red Física.	
a)	El CENACE actualizará el Modelo de la Red Física y comenzará pruebas 45 días antes de la fecha de transición.	
b)	El CENACE hará público el nuevo modelo de la red y cualquier corrección que se realice durante el periodo de pruebas en un plazo no mayor de 5 días hábiles de cada actualización o corrección, y publicará el Modelo de la Red Física final a más tardar en la fecha de transición.	
c)	El proceso de actualización podrá incluir una prueba de simulación de mercado que involucre a los Participantes del Mercado con el objetivo de verificar la compatibilidad de los sistemas del CENACE.	
d)	El proceso de actualización del Modelo de la Red Física incluirá el reporte de la prueba de convergencia de flujos de carga del modelo de red.	
e)	Después de las pruebas del Modelo de la Red Física si se requiere debido al alcance de la actualización del Modelo de la Red Física, se abrirá un proceso de coordinación para implementar la actualización de las nuevas versiones del Modelo de la Red Física a los sistemas de producción del EMS/SCADA y los demás sistemas del CENACE.	
f)	Sin que el CENACE tenga responsabilidad alguna por los Sistemas de los Participantes del Mercado, el CENACE conducirá pruebas de los sistemas de mercado, a fin de que los Participantes del Mercado puedan verificar la compatibilidad de sus sistemas, antes de poner en producción las actualizaciones relacionadas con el nuevo Modelo de la Red Física.	
2.	Instrumentos del Mercado Eléctrico Mayorista	
Reglas		
1)	El CENACE conducirá un Mercado de un Día en Adelanto, en el que el sistema de recepción de ofertas cerrará el día anterior al día de operación y un Mercado en Tiempo Real en el que el sistema de recepción de ofertas cerrará antes de cada hora de operación. Además, el CENACE ejecutará los procesos de Asignación de Unidades de Generación para Confiabilidad (AUGC), con el fin de asegurar una adecuada disponibilidad de energía y reservas para apoyar la operación del sistema. En el Mercado de SEGUNDA etapa, el Mercado de un Día en Adelanto y Mercado en Tiempo	

Real 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.		
2)	Ofertas por omisión y ofertas de participantes. El CENACE calculará ofertas por omisión para todas las Unidades de Central Eléctrica, basadas en los parámetros registrados de costos de producción o, para los recursos de energía limitada, en costos de oportunidad. Cuando los Generadores no realicen ofertas válidas en los términos de las Reglas del Mercado, el CENACE utilizará automáticamente las ofertas por omisión.	¿La existencia de ofertas por omisión implica que un Generador participa siempre forzosamente en el MEM?
3)	Ofertas de Unidades de Central Eléctrica. Las ofertas de Unidades de Central Eléctrica serán presentadas por los Participantes del Mercado con la finalidad de vender energía en el Mercado de un Día en Adelanto y en el Mercado en Tiempo Real.	
a)	Las ofertas de Unidades de Central Eléctrica únicamente pueden ser presentadas en el nodo de registro de una Central Eléctrica, y con respecto a las capacidades de las Unidades de Central Eléctrica.	
b)	Parámetros de las ofertas de Unidades de Central Eléctrica. Los parámetros específicos de Centrales Eléctricas son los siguientes:	
i.	Estatus de la asignación de la oferta del Recurso. Los tres estatus de asignación son:	
a.	No disponible. No disponible para consideración en la Asignación de Unidades o en el despacho.	
b.	Económica. Disponible para la asignación y despacho por el CENACE.	
c.	Operación Obligada (autoasignación). Asignada a petición del Participante del Mercado y disponible para despacho. La Unidad de Vigilancia del Mercado podría determinar que ciertas Unidades de las Centrales Eléctricas tienen prohibido usar el estatus de Operación Obligada. En esta determinación:	
1.	El estatus de Operación Obligada se refiere exclusivamente a los casos en que el Generador desea que sus Centrales Eléctricas se asignen para la operación. Las determinaciones del CENACE de que la operación de una Central Eléctrica se requiera para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, son un caso distinto y no corresponden al presente párrafo.	
2.	La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en	¿Qué sucede si como resultado de la

	consideración la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista; en particular, si la oferta de Operación Obligada reduce o incrementa los precios del Mercado en un grado tal que ya no reflejen los costos marginales de generación.	Operación de Oferta Obligada no se reflejan los costos marginales de generación?
3.	La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará como válidas las siguientes razones para que una Central Eléctrica presente estatus “Operación Obligada”: costos de paro que no se pueden reflejar en los parámetros de la oferta de mercado, riesgos de seguridad a su personal o propiedad, propiamente dictaminados y justificados, o la incapacidad probable para volver a arrancar la Central Eléctrica.	
4.	La Unidad de Vigilancia del Mercado no tomará en cuenta estipulaciones “toma o paga” de los contratos de suministro de combustible; en su lugar, los Generadores pueden ofrecer un precio de cero para la operación en vacío y energía incremental o, en caso de que haya una sanción o pena por no usar gas programado, los Generadores pueden ofrecer un precio negativo.	
ii.	Límites de despacho. Existen dos conjuntos de límites de despacho que se pueden presentar: límites de despacho económicos (Máximo y Mínimo) y límites de despacho de emergencia (Máximo y Mínimo). El límite de emergencia máximo debe ser mayor o igual que el límite económico máximo. El límite económico mínimo debe ser mayor o igual al límite de emergencia mínimo. Los límites de emergencia solo se activarán cuando el CENACE declare situación de emergencia.	
iii.	Oferta Económica. La oferta económica se presentará en cuatro partes:	
a.	Oferta de arranque. Se permitirán diferentes ofertas para ofertas de arranque en frío, arranque tibio y arranque caliente; indicando los tiempos de transición de arranque caliente a tibio a frío.	
b.	Oferta de operación en vacío. Costo por hora de operación a cero Megawatts de producción.	
c.	Oferta incremental. Costo por Megawatt por hora. Se puede expresar en costos unitarios por segmentos por rango de producción. Las ofertas incrementales no pueden ser decrecientes	¿Se refiere a la curva incremental de costos? Especificar si es decreciente en costo o

en ningún segmento.	potencia
d. Oferta de Disponibilidad de Reservas. Costo por Megawatt por hora, por tipo de reservas. Esta oferta se calculará de manera tal que el Generador pueda recuperar sus costos variables proveyendo reservas, tomando en cuenta que dichas reservas sólo serán despachadas en una porción de las horas en las que un pago por disponibilidad se realiza.	
iv. Tiempos de Notificación. Representan el tiempo mínimo requerido entre el momento en que una instrucción de arranque se recibe del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema. Se pueden especificar diferentes tiempos para el arranque en frío, arranque tibio y arranque caliente.	
v. Tiempo de arranque. Representa el tiempo total requerido entre el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema y el momento en el que la Unidad de Central Eléctrica es liberada para despacho por el CENACE.	
vi. Tiempo mínimo de operación. Representa el número mínimo de horas de operación en un nivel mínimo de despacho o por encima de este, que la Unidad de Central Eléctrica requiera.	
c) Recursos de ciclo combinado. Las centrales eléctricas de ciclo combinado deberán ofrecerse como una sola Unidad de Central Eléctrica agregada por cada paquete de ciclo combinado.	¿A qué se refiere con “paquete”? ¿Se refiere a la “configuración” de la planta? Checar redacción de Unidad vs Paquete
i. Se requieren los siguientes parámetros adicionales de la oferta:	
a. Parámetros de las ofertas individuales para todas las configuraciones de operación.	
b. Identificación de transiciones viables entre configuraciones.	
c. Especificación de costos y tiempos para todas las transiciones viables entre configuraciones.	
ii. Para efectos de ofertas y liquidaciones, las Centrales Eléctricas de ciclo combinado se deben asociar a un solo NodoP Agregado por cada configuración de operación. El Precio Marginal Local para este NodoP Agregado se calcula a partir de los Precios Marginales Locales	

	individuales de los NodosP Elementales que representan los puntos de interconexión de cada Unidad de la Central Eléctrica, ponderados por el Vector de Distribución de Generación.	
d)	Recursos Compuestos. Un Recurso Compuesto consiste de un generador/turbina de alta presión y un generador/turbina de baja presión conectados a nodos eléctricos separados del modelo de red. Para efectos de liquidación, los Recursos Compuestos serán asociados a un solo NodoP Agregado. El Precio Marginal Local para este NodoP Agregado se calculará a partir de los Precios Marginales Locales de los NodosP Elementales que representan los puntos de interconexión, ponderados por el Vector de Distribución de Generación.	
e)	Recursos menores a 0.5 MWs. Las Unidades de las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW serán Indirectamente Modeladas en el Modelo de la Red Física. Para la liquidación de las Unidades de las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW, el CENACE determinará el NodoP que corresponde a cada Unidad de Central Eléctrica. Los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica Indirectamente Modeladas entregarán valores de generación medidos al cierre de las 24 horas que se utilizarán para propósitos de liquidación. Sin embargo, la Unidad de Central Eléctrica no podrá realizar ofertas en el Mercado de energía y será un tomador de precios al Precio Marginal Local correspondiente.	
f)	Recursos Sin Telemetría. Todas las Unidades de Central Eléctrica mayores a 0.5 MW deben contar con telemetría en Tiempo Real a CENACE. Las Unidades de Central Eléctrica sin telemetría en Tiempo Real (menores a 0.5 MW) serán tomadores de precios en el Mercado de Tiempo Real. Estas unidades tendrán un NodoP determinado que les permita entregar mediciones para efecto de liquidación pero no serán despachadas en el Mercado de Tiempo Real.	
g)	Recursos no despachables. El CENACE considerará en el despacho la generación de las Unidades de Central Eléctrica firmes (p.ej. Geotérmicas) e intermitentes (eólicas o solares) que no sean despachables. En el despacho económico en Tiempo Real, estos recursos recibirán instrucciones de despacho iguales a la energía entregada en el intervalo previo, o cuando se encuentren disponibles, iguales a sus pronósticos de entrega de energía. No obstante lo anterior, el CENACE podrá emitir instrucciones para que estos recursos reduzcan su generación manualmente, cuando sea necesario para preservar la Confiabilidad	Considerando la falta de firmeza en generación de los proyectos que utilicen fuentes de energía limpia, se sugiere se incorpore un mecanismo de banqueo que permita asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los generadores en cuanto al número de CEL's que se obliguen a poner a disposición de un usuario o del Mercado.

del sistema.	El CENACE podrá emitir instrucciones para que estos recursos reduzcan su generación manualmente, cuando sea necesario para preservar la Confiabilidad del sistema. Si esto sucede, que pasa con los CELs del proyecto? El proyecto acabará con menos GWh para respaldar sus CELs. Dichas instrucciones deben ser reguladas en el manual del CENACE para evitar arbitrariedad y deben respetar el concepto de "first-come-first-serve".
h) Recursos intermitentes despachables. Los recursos intermitentes se podrán registrar como despachables si tienen capacidad de despacho. En este caso deberán contar con sistemas de comunicación que permitan informar al CENACE de su capacidad disponible en tiempo real.	
i) Recursos de Emergencia. Los Recursos o segmentos de capacidad entre el límite normal y el de emergencia que se ofrecen, se utilizarán cuando existan Condiciones de Emergencia y el CENACE haya emitido alertas de emergencia.	
j) Recursos de Soporte del Sistema (RSS). Son Unidades de Central Eléctrica que operan para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico bajo las instrucciones del CENACE, incluyendo las Unidades con capacidad para operar como condensador síncrono y las Unidades que operan para soporte de voltaje. Los Recursos de Soporte del Sistema se sujetarán a las siguientes Reglas:	Muchas plantas se pueden despachar como RSS y por tanto desplazar plantas competitivas sin que las de RSS marquen precio. Sería bueno que se publiquen cada año cual son las plantas RSS para que la Unidad de Vigilancia tome en cuenta las otras que se despachan.
i. Antes del día de operación, el CENACE notificará a los Participantes del Mercado con Recursos de Soporte del Sistema el período de tiempo y la cantidad de energía y/o Potencia Reactiva y control de voltaje requerido de cada Recursos de Soporte del Sistema	
ii. El CENACE emitirá los programas del Mercado del Día en Adelanto y expedirá instrucciones de arranque a los Recursos de Soporte del Sistema dentro de los procesos del Mercado del Día en Adelanto, Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y	

	Mercado de Tiempo Real.	
iii.	Los Participantes de Mercado podrán ofrecer energía eléctrica y Servicios Conexos de los Recursos de Soporte del Sistema en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real cuando el CENACE requiera al Participante del Mercado ejecutar los Recursos de Soporte del Sistema, excepto que esto ponga en riesgo la capacidad de los Recursos de Soporte del Sistema para proporcionar la Potencia Reactiva y el control de voltaje requeridos por el CENACE.	
iv.	La compensación y liquidación de los Participantes del Mercado propietarios de Recursos de Soporte del Sistema que operan como condensador síncrono será establecida por la CRE, sin perjuicio de que estos Recursos de Soporte del Sistema puedan vender la Potencia que corresponda a su capacidad de generación. La compensación y liquidación de los Participantes del Mercado propietarios de Recursos de Soporte del Sistema que operan como Unidad de Central Eléctrica se realizará a través de la Garantía de Suficiencia de Ingresos.	
v.	El CENACE llevará a cabo revisiones anuales a los Recursos de Soporte del Sistema para establecer si pueden calificar para mantenerse como Recursos de Soporte del Sistema.	
4)	Ofertas de Recursos de Demanda Controlable. Los Recursos de Demanda Controlable son recursos de carga que tienen la capacidad de responder a las instrucciones para disminuir carga. Solo podrán realizar ofertas en el Mercado de SEGUNDA etapa. Los Sistemas de Telemetría deberán indicar la cantidad de carga que se consume por cada recurso en Tiempo Real.	La Segunda Etapa inicia hasta 2018, ¿quiere esto decir que durante la Primera Etapa no hay ningún beneficio por Demanda Controlable?
5)	Ofertas de Compra para Demanda. Las ofertas de Compra para Demanda aplican solamente en el Mercado del Día en Adelanto y representan una oferta financiera vinculante para comprar energía a precios del Mercado del Día en Adelanto a fin de consumirse en Tiempo Real en el siguiente día de operación. Solamente las Entidades Responsables de Carga pueden presentar ofertas de Compra para Demanda.	
a)	Los Entidades Responsables de Carga presentarán ofertas de compra de dos maneras:	
i.	Para Centros de Carga Directamente Modelados representados por Entidades Responsables de Carga: Una oferta de compra se presentará por cada NodoP.	

ii. Para Centros de Carga Indirectamente Modelados representador por Entidades Responsables de Carga: Una oferta de compra se someterá por cada zona de carga.	
a. El CENACE convertirá estas ofertas de compra en NodosP de acuerdo con los Vectores de Distribución de Carga para efectos de la Asignación de Unidades y despacho.	
b. El CENACE considerará las ofertas de Compra por zona de carga a ser recibida en los NodosP Distribuidos para efectos de liquidación.	
b) Hay dos tipos de ofertas de Compra para Demanda:	
i. Ofertas de compra fijas. Las ofertas de compra fijas son “tomadoras de precios” y pagan el Precio Marginal Local determinado para el Mercado del Día en Adelanto para esa ubicación del NodoP. La información siguiente se presentará para las ofertas de compra fijas:	
a. Cantidad de MW.	
b. Ubicación (zona de carga o NodoP) en el que se produce la compra.	
c. Horas en las que se aplica la oferta de compra fija.	
ii. Ofertas de compra sensibles al precio: En el mercado de SEGUNDA etapa, los Participantes del Mercado podrán expresar su intención de comprar energía a precios específicos sometiendo ofertas de compra sensibles al precio. Dichas ofertas se aceptarán solo en bloques de ofertas por separado. Para las ofertas de compra sensibles al precio se deberá presentar la siguiente información:	
a. Cantidad—Precio. (\$/MW) representando el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por los MW de Demanda que desee, para cada hora en que se somete la oferta. Se puede expresar en costos unitarios por segmentos por rango de consumo. Las ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento.	
b. Ubicación (zona de carga o NodoP) en el que se produce la compra.	
6) Transacciones Virtuales. Las Transacciones Virtuales no se permitirán en el mercado de PRIMERA ETAPA; se permitirán en el mercado de SEGUNDA ETAPA. Previo al inicio de operaciones de Transacciones Virtuales, se requiere la validación, por parte la Unidad	

de Vigilancia del Mercado, de que dichos instrumentos sean compatibles con la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista. Se utiliza generalmente por los Participantes del Mercado para cubrirse contra cambios en el Precio Marginal Local entre el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real. Hay dos tipos de Transacciones Virtuales:	
i. Oferta virtual de venta.	
ii. Oferta virtual de compra.	
1. Las transacciones virtuales tienen un precio al cual los Participantes del Mercado tienen la intención de vender o comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto. La posición tomada en el Mercado del Día en Adelanto debe liquidarse en el Mercado de Tiempo Real. Las Transacciones Virtuales son financieras porque no requieren la inyección o retiro físico de energía.	
a) Oferta virtual de venta. Es una oferta para vender energía en el Mercado del Día en Adelanto. No necesariamente está soportada por una Central Eléctrica. Los Participantes del Mercado presentarán la siguiente información:	
i. Cantidad en MW, sujeta a los límites de crédito y a los límites de volumen establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado.	
ii. Ubicación (NodoP).	
iii. Horas sobre las cuales aplicará la oferta.	
iv. Precio de la oferta (Precio mínimo de la energía que el vendedor tiene la intención de aceptar en el Mercado del Día en Adelanto).	
b) Oferta virtual de compra. Es una oferta para comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto. No necesariamente representa una intención de consumir energía en el Mercado de Tiempo Real. El Participante del Mercado presentará la siguiente información:	
i. Cantidad en MW, sujeta a límites de crédito y límites de volumen establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.	
ii. Ubicación (NodoP).	
iii. Horas sobre las cuales aplicará la oferta.	
iv. Precio de la oferta (Precio máximo de la energía en el Mercado del Día en Adelanto que el comprador tiene la intención de pagar).	

7)	Transacciones Bilaterales. El Mercado Eléctrico Mayorista considera dos tipos de transacciones bilaterales:	
a)	Transacciones de Importación y Exportación. Una Transacción de Importación y Exportación se presenta por un Participante del Mercado mediante una etiqueta electrónica que representa retiros o inyecciones de energía al Sistema Eléctrico Nacional en una ubicación específica. Las Transacciones de Importación y Exportación son físicas para las importaciones hasta el Punto de Recepción y para las exportaciones a partir del Punto de Entrega.	
i.	Las Transacciones de Importación y Exportación deberán especificar:	
a.	Reservaciones de los Sistemas de Información de Acceso Abierto Simultáneo (OASIS), si aplica, para los derechos de transmisión en el país extranjero.	
b.	Punto de Recepción o Punto de Entrega en el Sistema Eléctrico Nacional, a fin de aplicar los precios de un NodoP específico en el Modelo Comercial de Mercado.	
c.	Punto de origen y punto de destino, con el fin de representar la reserva de transmisión en el sistema extranjero.	
d.	Cantidad de MW.	
e.	Periodo en que será aplicable.	
ii.	Tipos de Transacciones de Importación y Exportación. Cuando un Participante del Mercado cree una etiqueta electrónica para una Transacción de Importación y Exportación, incluirá la información señalada en el punto anterior, así como un producto, un tipo de programación y un mercado. En el mercado de PRIMERA ETAPA, solamente serán aceptadas las Transacciones de Importación y Exportación para el producto energía, con tipo de programación Fija, en el Mercado del Día en Adelanto. En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán aceptar las Transacciones de Importación y Exportación de reservas y las Transacciones de Importación y Exportación Despachables siguientes:	
a.	Producto:	
(i)	Energía.	

(ii)	Reservas Rodantes.	
(iii)	Reservas Operativas.	
b.	Tipo de Transacción:	
(i)	Transacciones de Importación y Exportación Fijas: La cantidad de MW por hora es estática.	
(ii)	Transacciones de Importación y Exportación Despachables: La cantidad por hora es despachada por el CENACE en el Mercado de Tiempo Real.	
c.	Mercado:	
(i)	Mercado del Día en Adelanto.	
(ii)	Mercado de una Hora en Adelanto.	
b)	Transacciones Bilaterales Financieras permiten al Participante del Mercado transferir la responsabilidad financiera de la energía o de los Servicios Conexos incluidos en el Mercado (no así la provisión física de energía o de Servicios Conexos) entre un comprador y un vendedor.	
i.	Reglas de las Transacciones Financieras Bilaterales:	
a.	Las Transacciones Bilaterales Financieras son transacciones financieras en un NodoP, que se realizan en el Mercado del Día en Adelanto o el Mercado de Tiempo Real.	
b.	El “vendedor” transfiere sus derechos sobre la energía o Servicios Conexos del Mercado al “comprador”.	
c.	El CENACE cargará al vendedor y acreditará al comprador por la cantidad de energía o Servicios Conexos incluidos en la Transacción Bilateral Financiera, multiplicada por el precio de mercado de la energía o de los Servicios Conexos.	
d.	El vendedor es responsable del cobro al comprador en una transacción bilateral; el CENACE no tendrá participación en esta transacción	¿No hay una cámara de compensación? ¿Es la misma que está en las subastas de largo plazo? No sería necesario para el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras.
ii.	Tipos de Transacciones Financieras Bilaterales.	

a. Fijas. Para un número fijo de MW y se pueden presentar tanto en el Mercado del Día en Adelanto como en el Mercado de Tiempo Real. Estas transacciones no se acumularán del Mercado del Día en Adelanto al Mercado de Tiempo Real.	¿Si es energía por qué se mide en MW?
b. Referenciadas. La cantidad se define como un porcentaje de la energía generada en una Unidad de Central Eléctrica o de la consumida en un Centro de Carga. Estas Transacciones Bilaterales Financieras solo se aplicarán en el Mercado de Tiempo Real.	
8) Herramientas Auxiliares del Mercado. El software siguiente permite al CENACE la gestión del Mercado de energía y la interacción con los Participantes del Mercado:	
a) Portal del Mercado del CENACE. Permite a los Participantes del Mercado realizar ofertas para Recursos de Generación y Recursos de Demanda Controlable, ofertas de compra y venta y ofertas de compra y venta virtuales.	
b) Software de Programación Física (SPFis). Permite procesar las Transacciones de Importación y Exportación que entran o salen del SEN. El Software de Programación Física se utiliza para procesar Transacciones de Importación y Exportación para programar importaciones o exportaciones y validar cada transacción conforme a las reglas de transacción. También se utiliza para procesar los Programas Dinámicos para importación y exportación. Los Participantes del Mercado utilizarán una etiqueta electrónica para presentar Transacciones de Importación y Exportación. La programación en el Software de Programación Física tiene dos funciones:	
i) Comunicar a los operadores del CENACE los resultados de mercado a través de los cuales se otorgan una posición de importación o exportación, a fin de que puedan aceptar la implementación de las etiquetas electrónicas correspondientes.	
2. ii) Comunicar al sistema de liquidaciones del CENACE qué etiquetas electrónicas fueron implementadas, a fin de que se reflejen en los estados de cuenta de los Participantes de Mercado correspondientes.	
3. Los Participantes del Mercado podrán ver todas las programaciones que ingresaron al Software de Programación Física.	
c) Software de Programación Financiera. (SPFin). Esta aplicación permite a los Participantes del Mercado crear Transacciones Bilaterales Financieras para transferir la responsabilidad financiera por la energía y productos relacionados, pero no para la entrega física de energía o productos asociados. El Software de	

Programación Financiera provee a los Participantes del Mercado de un portal web para programar Transacciones Bilaterales Financieras y recibir notificación de programaciones pendientes de aprobación.	
d) Los demás sistemas requeridos para cumplir los criterios aplicables en materia de redes inteligentes,	
3. Operación del mercado	
3.1 Reglas Generales	
Reglas	
1) Contratos de Interconexión Legados:	
a) Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados tienen el derecho, pero no la obligación, de cancelar sus Contratos de Interconexión Legados y celebrar nuevos contratos bajo el marco jurídico de la Ley. Únicamente las partes que no han cancelado sus contratos se considerarán Titulares de Contratos de Interconexión Legados.	
b) La Secretaría determinará el ente independiente que representará en el Mercado Eléctrico Mayorista a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados. A fin de permitir su representación en el mercado, el ente independiente participará en el Mercado Eléctrico Mayorista en modalidad de Generador de Intermediación y se denominará por ese título. El Generador de Intermediación someterá ofertas al Mercado para dichos recursos en los términos definidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente a Contratos de Interconexión Legados.	Se sugiere no utilizar el término “ofertar”. Más bien los Contratos de Interconexión Legados deben solamente “informar” la energía que se ha inyectado. No queda claro si es una oferta firme o un indicativo de una oferta, se sugiere precisar el término.
c) Las Centrales Eléctricas consideradas en los Contratos de Interconexión Legados se despacharán de conformidad con los términos establecidos en dichos Contratos. Para asegurar que el despacho del CENACE tome en cuenta la producción esperada de las Centrales Eléctricas, el Generador de Intermediación mantendrá actualizadas las capacidades ofrecidas al Mercado de Tiempo Real, con base en la información recibida de los titulares de los contratos. Asimismo, se establecerán los procedimientos adicionales que se requieran para respetar el despacho en términos de los contratos.	No necesariamente están siendo ofrecidas al Mercado en Tiempo Real. Esas capacidades ya tienen una contraparte en el contrato respectivo.
d) Los términos contractuales se continuarán aplicando para programar y	

	despachar a estas Centrales Eléctricas, incluso cuando la aplicación de las Reglas del Mercado pudieran resultar en operaciones más rentables o menores costos, excepto para la capacidad de dichas Centrales que se incluya en nuevos Contratos de Interconexión.	
2)	Independencia de los mercados: La entrega de ofertas y el cálculo del despacho óptimo y de los precios será llevado a cabo de forma separada para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.	
3)	Ofertas de las Unidades de Central Eléctrica: Todos los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, excepto aquellos incluidos en Contratos de Interconexión Legados, deberán presentar ofertas basadas en costos para costo de arranque, costo de operación en vacío y energía incremental para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real, de conformidad con las siguientes características:	
a)	Para todas las Unidades de Central Eléctrica, el CENACE mantendrá un registro de parámetros de referencia, calculados conforme a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado. Dicho registro contendrá:	
i.	Precios de referencia para costos de arranque, costo de operación en vacío y energía incremental:	
a.	Los precios de referencia podrán incluir componentes que están indexados a los precios de referencia de los combustibles incluyendo transporte (puesto en planta).	
b.	Los precios de referencia únicamente reflejarán los costos variables, incluyendo los costos de operación y mantenimiento que dependen del uso de la Central Eléctrica.	
c.	Cuando está limitado el número de arranques disponibles en un periodo, o bien, otro aspecto distinto a la cantidad de energía producida, la Unidad de Vigilancia de Mercado podrá establecer costos de oportunidad para garantizar su uso óptimo. En caso de establecer estos costos de oportunidad, serán de uso obligatorio para los Generadores.	
ii.	Los costos de oportunidad para los recursos de energía limitada, de conformidad con los cálculos del CENACE.	
iii.	Capacidades máximas y mínimas.	

iv.	Capacidades de Servicios Conexos incluyendo los rangos y razones de cambio.	
v.	Precios de referencia de operación, mantenimiento y combustible para la provisión de cada tipo de reserva.	
vi.	Exención, en su caso, del requisito de ofertas basadas en costo.	
vii.	Autorización, en su caso, para utilizar estatus de operación obligada (autoasignación).	
viii.	Restricciones sobre cambios en las ofertas de arranque y carga mínima.	
ix.	Asimismo, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá establecer ofertas tope y ofertas piso para su aplicación general.	
b)	Las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica se deben basar en sus capacidades físicas y en los costos variables de cada Unidad de Centrales Eléctricas.	
c)	Las ofertas de energía incremental serán no decrecientes para cada segmento entre la producción mínima y la producción máxima de la Unidad de Central Eléctrica.	
d)	Las Centrales de ciclo combinado deberán presentar ofertas de operación en vacío y ofertas de energía incremental para cada configuración de operación y una matriz de costos de transición para las configuraciones factibles.	
e)	Los Manuales de Prácticas del Mercado establecerán criterios para evaluar si las ofertas de los Generadores se consideran consistentes con el precio de referencia que se deriva de sus parámetros de costos registrados. Estos criterios tendrán el propósito de eliminar la necesidad de disputas e investigaciones en casos donde existen diferencias menores entre los datos del Generador y de la Unidad de Vigilancia del Mercado.	
f)	Las ofertas debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la oferta piso.	¿En qué consiste una oferta piso? Dependiendo el piso fijado por CENACE, esto puede promover una competencia desleal por parte del generador con poder de mercado, o por aquellos generadores que estén verticalmente integrados con el negocio de suministro y/o transporte de gas (EPE's).

g)	Los Generadores podrán “autoasignar” sus Unidades de Central Eléctrica presentando el estatus de Operación Obligatoria cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado los haya exentado del requisito de oferta despachable. Los demás Generadores podrán promover la asignación de sus Unidades de Central Eléctrica presentando ofertas iguales a la oferta piso.	
h)	Se requerirá que los recursos intermitentes presenten ofertas y participen en el despacho económico en la medida de sus capacidades.	
i)	El CENACE rechazará las ofertas que excedan los precios de referencia, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado, que excedan la oferta tope, o que se encuentren por debajo de la oferta piso, y aplicará los precios de referencia hasta que se reciban ofertas válidas.	
j)	El CENACE enviará una confirmación sobre las ofertas recibidas y una notificación informando si las ofertas fueron aceptadas o rechazadas.	
k)	El CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que no hayan ofrecido la totalidad de sus capacidades y que no se encuentren en una salida autorizada por el CENACE, e informará a la Unidad de Vigilancia del Mercado al respecto.	
l)	La Unidad de Vigilancia del Mercado identificará a los Generadores que no hayan cumplido con los requisitos de oferta y podrá instruir al CENACE para que modifique las ofertas, de manera que la capacidad completa de generación se haga disponible para despacho. Para estos efectos, la Unidad de Vigilancia del Mercado permitirán la reducción de capacidades ofertadas cuando existan causas justificadas.	
4)	Ofertas de Recursos de Demanda Controlable: Las ofertas de compra sensibles al precio de los Recursos de Demanda Controlable reflejan el precio que la carga está dispuesta a pagar por consumir energía. En el Mercado de SEGUNDA etapa, el CENACE ordenará a los Recursos de Demanda Controlable que reduzcan la carga cuando el precio de mercado de la energía esté por arriba del precio de la oferta de Compra.	¿Puede una carga de Autoabastecimiento ofrecerse como Recurso de Demanda Controlable?
a)	Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada son los Recursos de Demanda Controlable cuyos representantes están obligados a presentar ofertas de compra sensibles al precio, como resultado de haber recibido una asignación en el mercado de Potencia.	
b)	Para todos los Recursos de Demanda Controlable Garantizados:	

i.	Las ofertas tope serán iguales al tope de ofertas de generación establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado.	
ii.	En el Mercado de SEGUNDA etapa, el CENACE podrá calcular costos de oportunidad para Recursos de Demanda Controlable Garantizada con energía limitada.	
iii.	La Unidad de Vigilancia de Mercado podrá calcular costos de oportunidad para Recursos de Demanda Controlable Garantizada con otras restricciones contractuales, como son los límites sobre el número o duración de interrupciones en un periodo.	
c)	Cuando se hayan calculado costos de oportunidad, las ofertas de compra sensibles al precio a partir de Recursos de Demanda Controlable Garantizada deberán ser iguales a dichos costos.	
d)	Las ofertas de compra sensibles al precio a partir de Recursos de Demanda Controlable Garantizada deberán estar por debajo de las ofertas tope.	
e)	Los Recursos de Demanda Controlable No Garantizada podrán presentar el equivalente a un horario fijo al CENACE sometiendo una oferta de compra fija, o podrán hacer ofertas de compra sensibles al precio a cualquier precio debajo del precio tope. Los Recursos de Demanda Controlable No Garantizada estarán exentos de requisitos de oferta.	
f)	Las ofertas de compra sensibles al precio de los Recursos de Demanda Controlable serán no crecientes para cada segmento entre los niveles mínimo y máximo de despacho de la carga.	
g)	Los Recursos de Demanda Controlable no se incluirán en el mercado de PRIMERA ETAPA; serán incluidos en el mercado de SEGUNDA ETAPA.	
5)	Ofertas de Importación/Exportación: Los Participantes del Mercado pueden ofrecer una curva de precios para inyectar o retirar energía hacia un NodoP con interconexión física a un sistema fuera de México. El CENACE únicamente aprobará etiquetas electrónicas cuando una oferta de Importación o Exportación haya sido aceptada en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
6)	Despacho económico: El despacho económico buscará maximizar el bienestar social esperado sujeto a:	
a)	Balancear inyecciones y retiros en cada nodo.	

b)	Cumplir con los requisitos de reservas de regulación, reservas rodantes, reservas operativas, reservas suplementarias y reservas reactivas.	
i.	La energía y las reservas (de regulación, rodantes, y operativas y suplementarias) se co-optimizarán.	
a.	Las restricciones de energía y reservas se encajarán de forma que el precio del mercado por un producto de menor calidad (como por ejemplo, las reservas operativas) no sea mayor al precio por un producto de mayor calidad (como las reservas rodantes).	
b.	Las restricciones de reservas serán zonales.	
c.	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, y optativamente en el mercado de PRIMERA ETAPA, se aplicarán precios de escasez de reservas graduales, de tal forma que el costo de producción considerado en el problema de optimización incluirá un costo de penalización por operar con un nivel de reservas cerca al mínimo requerido, el cual se incrementa en la medida que ese margen se reduzca.	
ii.	Las reservas reactivas se asignarán durante la operación de tiempo real considerando las características físicas de la red eléctrica y la Potencia Reactiva será despachada para mantener los voltajes nodales dentro de rangos operativos seguros con base a estándares de confiabilidad.	
c)	Emitir instrucciones de despacho a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable que sean técnica y operacionalmente viables, tomando en cuenta las siguientes restricciones, entre otras:	
i.	Respetar máximos, mínimos y límites de rampas.	
ii.	Respetar zonas prohibidas de operación dentro de las cuales las Unidades de Central Eléctrica no pueden sostener la operación.	
iii.	Respetar los tiempos de arranque, tiempos mínimos de funcionamiento, tiempos mínimos de paro y niveles mínimos de despacho.	
d)	Respetar las restricciones de transmisión.	
i.	Se aplicarán restricciones graduales en el modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, de forma que el modelo asuma un costo de penalización por operar cada línea cerca a su límite, el cual se incrementa en la medida que el flujo se acerque al límite.	

ii.	El CENACE conforme a los manuales de prácticas del mercado, determinará límites flexibles y permitirá una relajación limitada de las restricciones de transmisión, sólo en condiciones de operación en las que no es factible respetar los criterios típicos de operación.	
e)	Mantener los niveles de voltaje y los demás criterios de operación.	
f)	Mantener el intercambio programado con los sistemas eléctricos transfronterizos y colindantes al Sistema Eléctrico Nacional.	
7)	Precios Marginales Locales:	
a)	El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de la energía en cada NodoP, el cual tendrá tres componentes:	
i.	Componente de Energía Marginal.	
ii.	Componente de Congestión Marginal.	
iii.	Componente de Pérdidas Marginales.	
b)	El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de las reservas de regulación, reservas rodantes, reservas operativas totales y reservas suplementarias en cada región de reservas.	
c)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, los precios marginales del Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real serán el menor entre el precio que resulta del programa de despacho en Tiempo Real y un precio tope. Para tal efecto, durante 2016 y 2017 el precio tope se fijará en el costo de producción de la Unidad de Central Eléctrica de mayor costo en el Sistema Eléctrico correspondiente. A partir de enero 2018, dicho costo de producción se multiplicará por un factor de 110%, incrementándose a 120% en febrero 2018 y por 10% adicional en cada mes, sin que el precio tope rebase el valor de demanda no suministrada.	¿Cuál es la razón de incrementar a partir de 2018 el costo de producción de la Unidad de mayor costo en el Sistema Eléctrico en esos porcentajes? Esto significa que los costos de la energía que maneje el Mercado tendrán tendencia a incrementarse, dado que el precio tope cada vez será más alto. Explicar esta decisión.
d)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, el programa de despacho del Mercado de un Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real será corrido dos veces: una corrida de despacho y una corrida de precios. Ambas corridas se distinguirán por las siguientes características:	
i.	Ambas corridas utilizarán modelos de transmisión idénticos.	
ii.	Ambas corridas utilizarán ofertas de generación idénticas.	

iii.	La corrida de despacho utilizará precios de escasez más altos que la corrida de precios.	¿Bajo qué criterio se determina el precio de escasez? ¿Es la corrida de precios la que prevalece?
iv.	El modelo de precios tomará a las unidades con carga fija (potencia máxima igual a potencia mínima) como despachables entre cero y la potencia máxima.	
v.	Las restricciones que no están incluidas en el modelo de despacho en Tiempo Real (por ejemplo, algunas restricciones de voltaje) podrán ser incluidas en el modelo de precios a través de una representación lineal de la restricción en cuestión.	
vi.	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, no se aplicará el precio tope.	
e)	Los Precios Marginales Locales y los precios de mercado para reservas y regulación se calcularán en cada NodoP; algunos de estos nodos pueden ser definidos como parte del sistema de distribución para efectos operativos y de contabilidad.	
f)	Cuando las restricciones estén activas en el despacho en tiempo real para una o más categorías de reservas, los Precios Marginales Locales incluirán el costo marginal de las reservas, a través de los componentes de energía, pérdidas y congestión.	
g)	Si más de una restricción de reservas es vinculante en el mismo despacho en tiempo real, el Precio Marginal Local podrá incluir el costo marginal de más de una categoría de reservas.	
h)	El cálculo del Precio Marginal Local deberá incluir a todas las Unidades de Central Eléctrica despachables, incluyendo aquellas que deben ser despachadas manualmente (sin capacidad de Control Automático de Generación).	
8)	Otras consideraciones para el despacho:	
a)	Todos los recursos, incluyendo los recursos intermitentes y los recursos no despachables, deberán reducir su generación de conformidad con las instrucciones del CENACE y de acuerdo con las regulaciones, estándares y normas respectivas que definida la CRE. Con la finalidad de que el proceso sea eficiente, dicha reducción deberá ejecutarse automáticamente por el software de control de despacho de la central cuando sea técnicamente factible.	

b)	Los recursos que no reduzcan su generación de conformidad con las instrucciones del CENACE no recibirán Certificados de Energías Limpias correspondientes a la energía generada en dicha condición.	
c)	El CENACE podrá remover la asignación a unidades autoasignadas si esto fuese necesario para mantener la Confiabilidad.	
d)	Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados están exentos de la obligación de ofrecer y de participar en el despacho económico; para tal efecto el Generador de Intermediación someterá ofertas al CENACE. No obstante, los Titulares estarán sujetos a las condiciones de los Contratos de Interconexión Legados en relación con las instrucciones de despacho ordenadas por el CENACE así como los apoyos para el control de voltaje (sistemas automáticos para regulación de voltaje y estabilizadores de potencia).	Aparentemente esta redacción se presta a confusión, debe quedar claro cuando si y cuando no, las instrucciones de despacho para los titulares de Contratos de Interconexión Legados se aplican.
9)	Plazos de Programación.	
a)	Las ofertas de los Participantes del Mercado para el Mercado del Día en Adelanto (generación, Recursos de Demanda Controlable, importación/exportación y ofertas de Compra de demanda); la publicación de los precios horarios del Mercado del Día en Adelanto, la emisión de las instrucciones de arranque del CENACE para el día de operación siguiente; y la presentación de las etiquetas electrónicas correspondientes al programa de importación/exportación para el día siguiente, se ceñirán a los horarios establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente al Mercado de un Día en Adelanto.	
b)	La presentación de las ofertas por hora para el Mercado de Tiempo Real (generación, Recursos de Demanda Controlable, importación/exportación) de los Participantes del Mercado; la publicación por el CENACE de las ofertas aceptadas para importación y exportación en tiempo real para cada hora; la presentación por los Participantes del Mercado de las etiquetas electrónicas para las asignaciones horarias de importación y exportación; y la emisión por el CENACE de los puntos base de despacho estarán establecidas en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente al Mercado en Tiempo Real.	
10)	Disponibilidad de gas natural.	
a)	Los tiempos para reportar resultados del Mercado del Día en Adelanto se fijarán, en la medida de lo posible, para permitir que el suministro y el transporte de gas en firme sean programados para soportar las ofertas aceptadas en el Mercado del	

	Día en Adelanto.	
b)	La disponibilidad de gas natural no generará una exención de los cobros, pagos y penalizaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Las ventas de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto siempre serán financieramente vinculantes.	
c)	La disponibilidad de reprogramación de gas natural en el mismo día y de servicio de programación flexible, determinarán los requerimientos de oferta obligada en el Mercado de Tiempo Real.	
i.	La Unidad de Vigilancia del Mercado determinará las regiones que tendrán disponibles los servicios de reprogramación en el mismo día y de programación flexible.	
ii.	Cuando la reprogramación en el mismo día y la programación flexible no se encuentren disponibles, los Generadores estarán exentos de los requisitos para ofrecer en tiempo real el rango completo de despacho de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen gas natural.	
iii.	Cuando la programación flexible se encuentre disponible, los Generadores estarán obligados a ofrecer en tiempo real la totalidad del rango de despacho disponible de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen gas natural.	
d)	El CENACE y el CENAGAS establecerán procedimientos para la administración del gas en caso de emergencias en el sistema causadas por limitaciones en la disponibilidad de gas.	¿Cómo se delimita la responsabilidad del CENACE y CENEGAS en cuanto a desabasto de gas y su impacto en los precios del Mercado?
3.2	Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido	
	Reglas	
1)	Diariamente, el CENACE evaluará los recursos para los siguientes 7 días con la finalidad de identificar a las Unidades de Central Eléctrica que serán requeridas para la Confiabilidad y que, debido a sus requisitos de tiempo de arranque, requieren recibir las notificaciones más temprano que las horas estándar de notificación del Mercado del Día en Adelanto.	
a)	Si el CENACE identifica Unidades de Central Eléctrica que se requerirán asignar con notificación extendida para la Confiabilidad, emitirá la notificación de arranque con el tiempo que se requiera para tener en línea la Unidad de la	

	Central Eléctrica en el momento que sea necesario, pero no instruirá que las unidades se arranquen antes de que se requieran.	
b)	Asimismo, en la evaluación de los siguientes 7 días, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que, debido a sus tiempos mínimos de salida, no se podrán parar en los periodos de baja demanda.	
c)	Si el CENACE identifica a Unidades de Central Eléctrica que se requerirán mantener en operación durante periodos de baja demanda, identificará esta restricción y lo incluirá en los modelos de despacho del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.	
2)	Asimismo, en la evaluación de los siguientes 7 días, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que, debido a sus costos de arranque, no son económicos para el sistema en conjunto de parar en los periodos de baja demanda.	
a)	Para tal efecto, el CENACE utilizará los costos de referencia de cada Unidad de Central Eléctrica.	
b)	Si el CENACE identifica a Unidades de Central Eléctrica que no son económicos para el sistema en conjunto de parar en los periodos de baja demanda, identificará esta restricción y lo incluirá en los modelos de despacho del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.	
3)	Las Unidades de Central Eléctrica que sean asignadas bajo los procedimientos anteriores, se considerarán asignadas por el CENACE en el Mercado del Día en Adelanto y serán elegibles para los pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos.	
3.3	Mercado del Día en Adelanto	
Reglas		
1)	La asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto se establecerá por el CENACE tomando en cuenta las siguientes consideraciones:	
a)	La asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto será determinada en un solo paso durante el día anterior al día de operación.	
b)	La asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto tendrá la finalidad de maximizar el bienestar social al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional en tiempo real, mientras asegura que esté disponible para operar en tiempo real la	

	generación suficiente para satisfacer la carga pronosticada a la vez que se cumple con los estándares de confiabilidad de la CRE incluyendo la provisión de Servicios Conexos.	
c)	Los insumos siguientes se tomarán en cuenta para la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Día en Adelanto:	
i.	La disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica, incluyendo los programas de generación intermitente, estarán basados en las ofertas de los Participantes del Mercado que las representan.	
ii.	Los Recursos de Demanda Controlable se basarán en las ofertas de los Participantes del Mercado que los representan.	
iii.	La demanda estará modelada como ofertada, no como pronosticada por el CENACE.	
iv.	Se incluirán las ofertas de Compra y Venta Virtuales.	
v.	Las ofertas de importaciones y exportaciones de los Participantes del Mercado se co-optimizarán en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.	
vi.	Se utilizará un modelo de red completa, incluyendo pérdidas.	
2)	El despacho económico del Mercado del Día en Adelanto se realizará por el CENACE conjuntamente con la asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.	
a)	El CENACE calculará los precios del día siguiente que se usarán en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto de forma consistente con las cantidades programadas para el despacho del Mercado del Día en Adelanto.	
3)	El CENACE emitirá programas financieros vinculantes para la generación, carga y transacciones virtuales en cada hora para:	
a)	Las cantidades de energía aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto.	
b)	Las cantidades de servicios conexos aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto.	
c)	La programación de importaciones y exportaciones aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto.	
4)	Las instrucciones de arranque se comunicarán por el CENACE a los Participantes del Mercado después de concluirse el despacho económico del Mercado del Día en Adelanto.	

5)	Las Unidades de Central Eléctrica asignadas por el CENACE serán elegibles para recibir pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto, a fin de para apoyar la recuperación de los costos de la asignación. Las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica asignadas por el CENACE (en el Mercado del Día en Adelanto, o bien, como resultado de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, cuando esta última se utilice) será igual a:	
a)	La suma de los costos de arranque del Generador, de operación en vacío y de energía incremental (así como los costos de disponibilidad de reservas operativas y regulación en el Mercado del Día en Adelanto, si están incluidos) que serían incurridos para proveer el programa del Mercado del Día en Adelanto para energía y Servicios Conexos durante las 24 horas incluidas en el Mercado del Día en Adelanto,	
b)	Menos los pagos al Generador por la energía y los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto, siempre y cuando la diferencia sea positiva.	
c)	Se cancelará la Garantía de Suficiencia de Ingresos si las Unidades de Central Eléctrica no operan durante los intervalos de tiempo requeridos o si no siguen las instrucciones de despacho.	
d)	La Garantía de Suficiencia de Ingresos no aplica a aquellas Unidades de Central Eléctrica que se auto-asignan.	
6)	Los Participantes del Mercado con el derecho de presentar ofertas de compra de carga en el Mercado del Día en Adelanto y ofertas de Recursos de Demanda Controlable serán las siguientes.	
a)	En cuanto a las ofertas de compra de carga:	
i.	Como regla general, serán las Entidades Responsables de Carga que representan a los Centros de Carga (Suministradores o Usuarios Calificados Participantes del Mercado).	
ii.	Cuando un Suministrador haya celebrado Contratos de Cobertura Eléctrica que obligan a otros Participantes del Mercado a suministrar un porcentaje de carga:	
a.	Los Suministradores y otros Participantes del Mercado informarán al CENACE de las Transacciones Bilaterales Financieras	

	referenciadas que transfieren la obligación a otro Participantes del Mercado.	
	b. Estos Participantes del Mercado podrán realizar las ofertas de compra que corresponden a los porcentajes de la carga que tengan la obligación de cubrir.	
	b) Las ofertas de Recursos de Demanda Controlable deberán presentarse por la Entidad Responsable de Carga que representa la Demanda Controlable.	
3.4	Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad	
	Reglas	
1)	El análisis de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, que conducirá a la determinación de la asignación de Unidades de Central Eléctrica adicionales, se realizará después de la asignación de unidades en el Mercado del Día en Adelanto, denominada Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad (AUGC-S). En el Mercado de SEGUNDA etapa, también se realizará una Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad antes de la asignación de unidades en el Mercado del Día en Adelanto, denominada Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto (AUGC-DA).	
2)	La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se diferencia de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto en los aspectos siguientes:	
	a) El CENACE realizará los pronósticos de demanda.	
	b) Las ofertas virtuales no serán incluidas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
3)	A través de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, Unidades de Central Eléctrica adicionales se asignarán como sea necesario para producir una solución factible en el modelo de despacho económico.	
4)	La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se podrá realizar en más de una ocasión con la finalidad de hacer los ajustes causados por cambios en los pronósticos de demanda, cambios en la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica u otros cambios en las condiciones del sistema. A partir del mercado de SEGUNDA etapa, se realizará en dos fases:	

a)	Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto: Se realiza antes de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto; excluye las ofertas virtuales y se basa en los pronósticos de demanda del CENACE. Todas las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto se considerarán de operación obligada en el Mercado del Día en Adelanto, de manera que la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto podrá asignar unidades adicionales pero no podrá retirar instrucciones para operarse.	
b)	Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica: Se realiza en cualquier momento después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, con la finalidad de hacer los ajustes ocasionados por cambios en los pronósticos de demanda, cambios en la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica u otros cambios en las condiciones del sistema.	
5)	La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto se realizará con la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto, observando las mismas restricciones.	
6)	La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se realizará con la función objetivo de minimizar los costos de arranque y de carga mínima (sin considerar los costos esperados de energía incremental) de las Unidades Generadoras adicionales asignadas, siempre que se cumpla con todos los estándares de confiabilidad.	
7)	Las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto se programarán en el Mercado del Día en Adelanto y se liquidarán bajo el sistema de dos liquidaciones.	
8)	La energía y los Servicios Conexos producidos por las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se liquidarán a precios del Mercado de Tiempo Real.	
9)	Todas las Unidades de Central Eléctrica asignadas con base en una Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad serán elegibles para recibir pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación, en el Mercado del Día en Adelanto o Mercado de Tiempo Real según corresponda.	
10)	El CENACE emitirá instrucciones de arranque para todas las Unidades de Central Eléctrica que han sido asignadas durante cualquier hora del día siguiente.	

11)	Las Asignaciones de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad pueden realizarse con un objetivo de reducir costos de operación del sistema.	
a)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en el Mercado del Día en Adelanto no serán instruidas a cancelar dichas asignaciones en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
b)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto o en el Mercado del Día en Adelanto podrán ser instruidos a cancelar dichas asignaciones en tiempo real, cuando la evolución de la oferta y demanda del sistema produzca un exceso de capacidad asignada.	
c)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE podrá instruir el arranque de unidades por motivos económicos después del Mercado del Día en Adelanto, cuando el cambio de estas de indisponible a disponible resulte en la oportunidad de sustituir una unidad de mayor costo. Dichas instrucciones se emitirán solo en casos notorios y con base en cálculos simplificados realizados por el CENACE.	
d)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, el CENACE podrá instruir el arranque de unidades por motivos económicos después del Mercado del Día en Adelanto, cuando el cambio de estas de indisponible a disponible resulte en la oportunidad de sustituir una unidad de mayor costo. Dichas instrucciones se emitirán a través de la operación continua de un modelo de optimización de asignación y despacho.	
3.5	Mercado en Tiempo Real	
Reglas		
1)	El Mercado en tiempo real se implementará mediante el uso de programas de aplicación en tiempo real para ejecutar el despacho económico y reasignación de unidades con restricciones de seguridad que el CENACE utilizará para la operación del Mercado.	
2)	Las ofertas en tiempo real para Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable:	
a)	Deben entregarse al CENACE antes de la hora de operación.	
b)	En el Mercado INICIAL, las ofertas al Mercado de Tiempo Real solo podrán variar de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto ante cambios en las capacidades disponibles de generación.	

c)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se permitirá que las ofertas de precio al Mercado de Tiempo Real varíen de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto.	
d)	Los Participantes del Mercado con Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable que se programen en el Mercado del Día en Adelanto o se asignen mediante la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, deben notificar de inmediato al CENACE de cualquier cambio en la disponibilidad o en los planes operativos de sus recursos para el día de operación.	
3)	Proceso de despacho en Tiempo Real: El proceso de despacho en tiempo real tiene tres fases, cuyo detalle se establece en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente al Mercado de Tiempo Real:	
a)	Identificación de restricciones de seguridad.	
i.	En tiempo real, el CENACE llevará a cabo un análisis de contingencia e identificará las restricciones de seguridad.	
ii.	Las restricciones de seguridad se pasarán continuamente al modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad.	
b)	Cálculo de Puntos Base.	
i.	Cada intervalo de despacho, el CENACE calculará el despacho óptimo de generación con restricciones de seguridad (Despacho Económico con Restricciones de Seguridad).	
a.	El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad maximizará el bienestar social sujeto al cumplimiento de todas las restricciones.	
b.	El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad modela los flujos de potencia activa e incluirá todas las restricciones de transmisión en estado estacionario así como las restricciones de seguridad calculadas con herramientas de seguridad operativa.	
c.	Las restricciones de rampa de las Centrales Eléctricas serán aplicadas con base en la última medición de potencia entregada de cada Generador, tomada desde el estimador de estado.	
d.	Los puntos base de las Centrales Eléctricas para recursos no despachables estarán basados en la última medición previa o en un pronóstico cuando estén disponibles.	

e.	Las Unidades de Central Eléctrica que no hayan seguido las instrucciones de despacho en los tres intervalos previos, considerando las bandas de tolerancia establecidas en el presente Capítulo, recibirán el tratamiento de no despachables hasta que comprueben la capacidad de seguir instrucciones.	
ii.	Los puntos base se publicarán en Internet para todas las unidades de los Participantes del Mercado. Adicionalmente, los puntos base se enviarán por telecontrol a las Unidades de Central Eléctrica con capacidad para el Control Automático de Generación; sin embargo, los puntos base son únicamente indicativos de la generación deseada porque no incluyen instrucciones para la regulación.	
c)	Regulación:	
i.	Según sea necesario para mantener la frecuencia, el CENACE enviará señales a las Unidades de Central Eléctrica cada 4 segundos.	
ii.	Solo las unidades que han ofrecido regulación al mercado y cuya oferta ha sido aceptada recibirán instrucciones de regulación.	
iii.	Las instrucciones para regulación se distribuirán a todas las unidades elegibles en función de sus características individuales sin importar el costo o las restricciones de transmisión, directamente por el CENAL/CENALTE (Centro Nacional/Centro Nacional Alterno); las áreas de control que pudieran ser utilizadas como intermediario.	
iv.	Las unidades deben tener capacidad de Control Automático de Generación y cumplir con otros requisitos técnicos a fin de ofrecer el servicio de regulación al mercado.	
v.	El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de regulación.	
vi.	Las unidades que no sigan las instrucciones de regulación serán penalizadas y, si hubiere reincidencia, se les prohibirá la presentación de ofertas de regulación al mercado hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.	
4)	Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho en tiempo real:	
a)	Se aplicarán penalizaciones a aquellos Generadores cuya producción se desvíe de las instrucciones de despacho más allá de la banda de tolerancia establecida,	

considerando la capacidad de rampa declarada. A menos que los Manuales de Prácticas del Mercado establezcan parámetros diferentes, se aplicará lo siguiente en el mercado de PRIMERA etapa:	
i. La banda de tolerancia será de 5 MW o 10% de la instrucción de despacho, la que resulte menor.	El piso de 5 MW afecta a las plantas grandes. Se sugiere quitar los 5MW o cambiarlo por 5% ¿Cuál es el benchmark en otros casos, como PJM?,
ii. La penalización será de dos veces el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real o 1000 pesos por cada MWh, la que resulte mayor.	Revisar el monto de la penalización por incumplimiento de instrucciones de despacho en tiempo real ya que dicho monto se encuentra entre 3 y 65 veces por encima de los montos que se aplican en otros mercados. En otros mercados (MISO, ERCOT, PJM), la penalización no es un monto fijo; la penalización normalmente se refiere al impacto real causado por la desviación. Esta desviación se refiere a si un generador incumplió, entonces otro generador tuvo que producir para compensar, lo que tuvo un impacto económico. .
b) En el Mercado de SEGUNDA etapa el cálculo de las penalizaciones deberá basarse en la acumulación de desvíos de los Generadores de sus instrucciones de despacho en sus puntos base a través de múltiples intervalos de tiempo, a fin de medir el importe total en que su producción, en un período determinado, se aparta de sus instrucciones de despacho.	
c) Las Unidades de Central Eléctrica que no sigan las instrucciones de despacho en tres intervalos consecutivos, perderán los pagos por Garantía de Suficiencia de Ingresos durante el periodo de asignación. Para tal efecto:	
i. Los pagos totales por Garantía de Suficiencia de Ingresos para un periodo de operación se dividirán entre el número de períodos de tiempo en el que la Unidad de Central Eléctrica recibe instrucciones	

	para operar por parte del CENACE.	
ii.	Las Unidades de Central Eléctrica perderán la parte proporcional de los pagos por Garantía de Suficiencia de Ingresos a la cantidad de tiempo comprendido en los intervalos donde su generación se mantuvo fuera de la banda de tolerancia.	
5)	Recursos intermitentes:	
a)	Los recursos intermitentes deberán presentar ofertas en el despacho en el Mercado de Tiempo Real y, en el grado que sea factible, estar físicamente despachables para reducir su nivel de producción.	
b)	Si los recursos escogen presentar una oferta negativa, podrán recibir liquidación basados en un Precio Marginal Local negativo (pagarán al CENACE por la energía producida) aun cuando no reciben instrucciones para reducir su generación.	
c)	Los recursos intermitentes nuevos deberán tener la capacidad de recibir instrucciones de despacho de manera electrónica.	
d)	Los recursos intermitentes deberán proporcionar pronósticos de generación de corto y mediano plazo cumpliendo los requisitos establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente a pronósticos.	
6)	Despacho y asignación basado en pronóstico intradía.	
a)	La implementación del Mercado de Tiempo Real de PRIMERA ETAPA se sustentará en el software actual del CENACE, el cual no incluye la evaluación del despacho y asignación basada en el pronóstico intradía.	
b)	El algoritmo de despacho del Mercado de Tiempo Real de SEGUNDA ETAPA incluirá despacho y asignación basado en el pronóstico intradía, el cual optimizará las instrucciones de despacho para el intervalo actual del Mercado de Tiempo Real tomando en cuenta el pronóstico de demanda y oferta sobre un número determinado de intervalos futuros.	
c)	En el Mercado de SEGUNDA etapa, el CENACE implementará software de despacho y asignación basado en pronóstico intradía para evaluar la asignación y paro de recursos dentro de un día de operación.	
7)	Recursos de Demanda Controlable.	
a)	En el Mercado de SEGUNDA etapa, se permitirá Recursos de Demanda Controlable que puedan responder a los precios en tiempo real incrementando o disminuyendo su carga que participa en el despacho económico.	

b)	No se harán pagos por reducciones hipotéticas en el consumo de energía con respecto a un nivel de consumo que se presume habría existido si no se hubieran implementado programas de reducción de demanda (coloquialmente conocidos como “negawatts”).	
c)	El beneficio que las Entidades Responsables de Carga reciben por la reducción de la demanda será el resultado de:	
i.	Una reducción en la cantidad de energía que el usuario debe comprar en el Mercado del Día en Adelanto, o venta de diferencias entre su programación en el Mercado del Día en Adelanto y el consumo en el Mercado de Tiempo Real, y	
ii.	Una reducción en la obligación de adquisición de Potencia, en caso que los Recursos de Demanda Controlable se activen en las horas utilizadas para calcular dicha obligación.	
d)	El despacho de Recursos de Demanda Controlable en el Mercado de Tiempo Real se basará en las siguientes consideraciones:	
i.	Las Entidades Responsables de Carga presentarán sus tiempos de notificación requeridos para los diferentes bloques de Recursos de Demanda Controlable.	
ii.	Los Recursos de Demanda Controlable que requieran notificaciones con más de cinco minutos de anticipación serán despachados por el CENACE mediante instrucciones de arranque y apagado para el “bloque”, similares a las emitidas para las Unidades de Central Eléctrica.	
iii.	Las Entidades Responsables de Carga únicamente podrán presentar sus bloques de Recursos de Demanda Controlable con un mínimo diferente al máximo si el Recurso de Demanda Controlable es despachable dentro de un intervalo de 5 minutos.	
iv.	Los modelos de despacho usados en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y en el Mercado de Tiempo Real utilizarán pronósticos de carga preparados por el CENACE, modelando cualquier oferta de Recursos de Demanda Controlable de las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga como recursos disponibles en los NodosP de carga correspondientes.	
v.	El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad asumirá que todas las instrucciones de despacho previamente emitidas a los	

	Recursos de Demanda Controlable ya se encuentran reflejadas en la carga observada, y que todos los demás Recursos de Demanda Controlable aún son recursos disponibles.	
vi.	El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad puede emitir instrucciones de despacho al Recurso de Demanda Controlable con mínimos diferentes de los máximos, en el intervalo de despacho establecido.	
vii.	Los Recursos de Demanda Controlable fijos, solo se controlarán a través de las instrucciones de asignación de unidades emitidas por la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
e)	Los Recursos de Demanda Controlable con medición apropiada y capacidad de variar su consumo de energía en tiempo real podrán suministrar reservas y regulación.	
4.	Servicios Conexos	
	Reglas	
1)	Disposiciones Generales:	
a)	Los Servicios Conexos incluidos en el mercado son:	
i.	Reservas de Regulación,	
ii.	Reservas Rodantes	
iii.	Reservas Operativas	
iv.	Reservas Suplementarias, según se define en los Manuales de Prácticas de Mercado.	
b)	Los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado son:	
i.	Reservas Reactivas (control de voltaje; la disponibilidad para inyectar o absorber MVar),	
ii.	Potencia Reactiva (soporte de voltaje; la inyección o absorción de MVar) y	
iii.	Arranque de emergencia.	¿Cómo se fomentarían estos recursos para asegurar su rentabilidad?
c)	El CENACE calculará los requerimientos totales de los Servicios Conexos	

	conforme a los estándares de confiabilidad aprobados por la CRE y las fórmulas establecidas en las Disposiciones Operativas del Mercado. El CENACE calculará la porción de los requerimientos totales que cada Participante del Mercado está obligado a obtener, con base en las fórmulas establecidas en las Disposiciones Operativas del Mercado.	
d)	Los requerimientos totales para las reservas incluidas en el mercado tomarán en cuenta el riesgo de disparos de Centrales Eléctricas, salidas no planeadas de la transmisión, la variabilidad y los errores de pronóstico de la generación intermitente y la variabilidad y los errores de los pronósticos de la carga.	
e)	Los requerimientos totales para las reservas basadas en el mercado se expresarán como una función explícita de los parámetros disponibles al operador de mercado, tales como la Unidad de Central Eléctrica más grande que se encuentre en línea, la cantidad de generación intermitente en línea y la cantidad de carga.	
f)	El CENACE publicará los valores de los requerimientos totales de Servicios Conexos y las obligaciones de cada Participante de Mercado.	
g)	Los pagos por la provisión de reservas pueden ser cancelados y para el caso de que no se sigan las instrucciones de activación, se aplicarán las penalizaciones por desviación.	
2)	Servicios Conexos incluidos en el mercado:	
a)	Los requerimientos totales y obligaciones de los Participantes de Mercado para obtener Reservas de Regulación, Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias se establecerán por zona.	
b)	El despacho garantizará la suficiencia de los Servicios Conexos incluidos en el Mercado y co-optimizará su provisión con la provisión de energía.	
c)	Los Servicios Conexos incluidos en el mercado serán programados y sus precios serán calculados conjuntamente con la energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real. La provisión de dichos Servicios Conexos será liquidada bajo el sistema de doble liquidación.	
d)	El monto de los pagos por la provisión de Servicios Conexos incluidos en el mercado se calculará con base en los precios marginales del despacho. En el mercado de PRIMERA ETAPA, estos precios serán calculados en una sola corrida. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, estos precios serán calculados en la corrida de precios del despacho.	

e)	Los precios marginales de las reservas pueden ser entendidos como el costo de oportunidad de no suministrar energía u otro tipo de reservas, más el costo de la disponibilidad de reservas ofrecido por Recurso marginal.	
i.	El costo de oportunidad de una Unidad de Central Eléctrica en el mercado de energía será el mayor que resulte entre cero y la diferencia entre el Precio Marginal Local en la ubicación de dicha Unidad y su oferta de energía incremental.	
ii.	Los Generadores presentarán un precio de oferta de disponibilidad por MWh que refleje sus costos estimados de operación, mantenimiento y combustible para la provisión de cada tipo de reservas. Este valor se sumará al costo de oportunidad.	
f)	El suministro de reservas supone que las reservas estén disponibles para despacho.	
g)	El pago por la activación de reservas basadas en el mercado se calculará con base en los precios de energía en el mercado (Precio Marginal Local).	
h)	En el caso de que el Precio Marginal Local no sea suficiente para cubrir el costo de generación por la activación de reservas, se realizará un pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación para cubrir la diferencia.	
i)	La CRE establecerá los requisitos de compra de reservas aplicables a cada Participante del Mercado, los cuales podrían basarse en las Centrales Eléctricas intermitentes, las Centrales Eléctricas firmes, las importaciones, las exportaciones y las cargas de cada participante.	
3)	Servicios Conexos no incluidos en el mercado.	
a)	Las tarifas aplicables al control y el soporte de voltaje, así como al arranque de emergencia, serán determinadas por la CRE, con base en costos de oportunidad, operación y mantenimiento.	
b)	El CENACE establecerá el despacho requerido de reservas reactivas y Potencia Reactiva provista por los Generadores, así como otros recursos para el control de voltaje, según sea necesario para satisfacer los estándares de confiabilidad.	
c)	Los requerimientos de Reservas Reactivas y rangos de control de voltaje se establecerán previo al despacho en tiempo real.	
d)	Si fuera necesario para garantizar la disponibilidad de reservas reactivas o Potencia Reactiva, el CENACE reducirá las ofertas de los Participantes del Mercado para producir potencia real y para producir las reservas incluidas en el	

	mercado. Los Participantes del Mercado no serán penalizados por estas reducciones.	
e)	El despacho de Potencia Reactiva se realizará mediante instrucciones telefónicas o a través de medios electrónicos, a los Generadores requeridos.	
f)	El CENACE programará a las Unidades de Central Eléctrica para proveer el arranque de emergencia basado en el análisis anual de los requerimientos del sistema y del costo de producción.	
g)	Los planes para el arranque de emergencia se establecerán en los términos del Manual de Prácticas de Mercado relativo a la Restauración del Sistema.	
4)	Curva de Demanda de Reservas (precios graduales de escasez).	
a)	Los requisitos de reservas operativas totales deben entenderse como un punto en una curva de demanda para dichos productos.	
b)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, y optativamente en el mercado de PRIMERA ETAPA, el modelo de despacho para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real incluirá una función de demanda para reservas, con el efecto de evitar imponer una restricción estricta para las reservas operativas totales.	
c)	El precio de la función de demanda de reservas será igual a cero cuando las reservas de cada tipo estén significativamente por arriba de los objetivos correspondientes. El precio de la función de demanda de reservas (por MWh) se incrementará a medida que las reservas disminuyen, alcanzando el valor de demanda no suministrada cuando las reservas estén significativamente por debajo del objetivo correspondiente.	
d)	La función de demanda de reservas será calculada según se determina en los Manuales de Prácticas de Mercado.	
5.	Programación de Importación y Exportación	
Reglas		
1)	Disposiciones Generales: Las ofertas de Importación y Exportación hacia y desde el Sistema Eléctrico Nacional, deberán ser presentadas al CENACE por todos los Participantes del Mercado en los horarios establecidos para el Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.	
a)	El CENACE determinará las ofertas de importación y exportación que serán implementadas a través del despacho económico del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real. En general, se aceptarán las ofertas de	

	exportación (compra de energía del Sistema Eléctrico Nacional para transportarla al extranjero) que tengan el precio más alto, y se aceptarán las ofertas de importación (venta de energía al Sistema Eléctrico Nacional desde el extranjero) que tengan el precio más bajo.	
b)	Los Participantes del Mercado solo podrán programar físicamente, mediante una etiqueta electrónica las importaciones y exportaciones una vez que el CENACE haya aceptado su oferta económica. Las etiquetas electrónicas de importación y exportación que se propongan al CENACE que no cumplan con lo dispuesto en este párrafo (programas “tomadoras de precios”) no serán aceptadas por el CENACE. No obstante lo anterior, los Participantes del Mercado podrán ofrecer importar vendiendo la energía al mercado al precio piso, u ofrecer exportar comprando la energía al mercado al precio tope.	
c)	El CENACE no emitirá derechos financieros de transmisión en firme a largo plazo sobre trayectos de importación y exportación entre el Sistema Eléctrico Nacional y sistemas en otros países.	
d)	Los programas de importaciones y exportaciones se establecerán en base a los resultados del Mercado del Día en Adelanto, por lo que no se implementarán programas de importación y exportación con anterioridad a la operación de dicho mercado.	
e)	No obstante lo previsto en el párrafo anterior, el CENACE podrá establecer programas de importación y exportación con el fin de asegurar Condiciones de Confiabilidad. Los ingresos y requerimientos de pago que resulten de programas de importación de energía de los sistemas vecinos se asignarán a las Entidades Responsables de Carga mediante la cuenta de energía de desbalance. En el caso particular de exportaciones por Confiabilidad que resulten de condiciones de sobregeneración no resueltas en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado del Día en Adelanto, el CENACE podrá programar dichas exportaciones mediante ofertas con los sistemas vecinos.	
f)	Un “límite de la interconexión” se utilizará para obligar al cumplimiento de los límites de programación entre el Punto de Entrega/Punto de Recepción y el área externa de control. Se modelará como una restricción entre el Punto de Entrega/Punto de Recepción y el siguiente elemento del sistema de transmisión mexicano, con un valor igual a la potencia disponible para programación entre el área de control externa y el Punto de Entrega/Punto de Recepción.	

g)	La importación y exportación de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional se suspenderá en caso de que sea necesario para cumplir con las disposiciones aplicables en materia de la Calidad, Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en dicho sistema.	
h)	La programación de Centrales Eléctricas localizadas en el extranjero interconectadas exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarse como otra Central Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional y no con etiquetas electrónicas.	
i)	La programación de importaciones y exportaciones de Contrato de Interconexión Legado será de acuerdo a la sección Contratos Legados del presente documento.	
2)	Programación y liquidaciones en el Mercado del Día en Adelanto.	
a)	Los Participantes del Mercado presentarán ofertas en el Punto de Entrega/Punto de Recepción en el Mercado del Día en Adelanto de compra para exportaciones y de venta para importaciones.	
b)	Las ofertas de importación y exportación serán optimizadas en el proceso de asignación y despacho del Mercado del Día en Adelanto, y se asumirán como fijas en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
c)	Los Participantes del Mercado recibirán asignaciones del Mercado del Día en Adelanto por ventas (importaciones del extranjero para entregar y vender energía al Sistema Eléctrico Nacional) o compras (exportaciones al extranjero de energía comprada y retirada del Sistema Eléctrico Nacional) en el Punto de Entrega/Punto de Recepción.	
d)	El límite de interconexión garantizará que las programaciones asignadas en el Mercado del Día en Adelanto sean físicamente factibles.	
e)	El CENACE solo aceptará las etiquetas electrónicas de los Participantes del Mercado que obtengan asignaciones en el Mercado del Día en Adelanto.	
f)	En caso de existir ofertas de venta (a partir de la importación) a un precio menor a los precios de compra (para exportación), el resultado del Mercado del Día en Adelanto puede incluir la importación y exportación simultáneamente sobre un mismo enlace. En dicho caso, el CENACE asignará programas de compra y venta que se compensan entre sí; dichos programas se incluirán en las etiquetas electrónicas que representa la entrega de energía desde el vendedor al comprador, sin que la energía se transmita al Sistema Eléctrico Nacional. El	¿Se refiere a precio de energía excedente o precio de energía?

	CENACE solo implementará etiquetas electrónicas de importación o exportación para el volumen de transacciones que no se compensa. Cuando el volumen de compras para exportación rebasa el volumen de ventas para importación, la etiqueta electrónica para exportación se otorgará a las ofertas de compra de menor precio. En el caso contrario, la etiqueta electrónica para importación se otorgará a las ofertas de venta de mayor precio.	
g)	Las importaciones y exportaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto se liquidarán con base en el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto en el Punto de Entrega/Punto de Recepción.	
3)	Programación y liquidaciones en Tiempo Real	
a)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE no aceptará ofertas para programar importaciones o exportaciones con posterioridad al Mercado del Día en Adelanto.	
b)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se permitirá la realización de ofertas al Mercado de una Hora en Adelanto para programar importaciones o exportaciones.	
c)	Los incumplimientos o desviaciones de las programaciones del Mercado del Día en Adelanto se liquidarán al Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en el Punto de Entrega/Punto de Recepción. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las desviaciones del Mercado del Día en Adelanto que se someten al CENACE dentro de los plazos para realizar ofertas al Mercado de una Hora en Adelanto se liquidarán al Precio Marginal Local correspondiente del Mercado de una Hora en Adelanto; las demás desviaciones se liquidarán al Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real.	
d)	Siempre que se alcance el límite máximo de exportación/importación, el “límite de la interconexión”, combinado con el hecho de que los programas de exportación/importación son considerados como fijos en el despacho de tiempo real, causarán que el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en el Punto de Entrega/Punto de Recepción esté indefinido. En estos casos, el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto o, cuando exista, el Mercado de una Hora en Adelanto, será utilizado como el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real para todos propósitos.	
e)	En caso de requerimientos de retiro o reducción de una etiqueta electrónica por condiciones del sistema de CENACE priorizará de dichos retiros o reducciones	

	acuerdo al resultado económico más favorable para el sistema.	
f)	La energía inadvertida que se genere por las importaciones y exportaciones entre países será liquidada o compensada en los términos que el CENACE acuerde con el operador del sistema externo.	
g)	La importación y exportación de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional se suspenderá en caso de que sea necesario para cumplir con las disposiciones aplicables en materia de Calidad, Confiabilidad, y seguridad del Suministro Eléctrico en el sistema.	
4)	Requerimientos para Programación	
a)	Los programas de importaciones y exportaciones serán los únicos programas físicos administrados por el CENACE.	
b)	Los operadores del sistema en ambas regiones deberán aprobar programas de importación y exportación en el sistema de etiquetas electrónicas o equivalente.	
c)	El CENACE solo aceptará las etiquetas electrónicas de los Participantes del Mercado que tengan asignaciones en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de una Hora en Adelanto.	
d)	Las etiquetas electrónicas implementadas se reflejarán en el Sistema de Programación Física.	
e)	Cuando una etiqueta electrónica no sea implementada o sea reducida:	
i.	Si el programa no se implementa debido a un error del CENACE, la posición del Participantes del Mercado será cancelada.	
ii.	En los demás casos, incluyendo la reducción efectuada por el operador del sistema extranjero o la reducción por el CENACE debido a requerimientos del sistema, la posición del Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto seguirá siendo efectiva, y las desviaciones entre esta posición y la cantidad incluida en la etiqueta electrónica final se liquidarán con base en el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real o, cuando exista y siempre que las desviaciones se reporten al CENACE dentro de los plazos correspondientes, con base en el Precio Marginal Local del Mercado de una Hora en Adelanto.	
6.	Pronósticos	

Reglas	
1)	Pronósticos de demanda de energía eléctrica.
a)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE preparará todos los pronósticos de carga.
b)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Entidades Responsables de Carga deberán presentar al CENACE pronósticos de carga de cada hora:
i.	Antes de las 9:00 horas de cada día para al menos los siguientes 7 días o un período mayor a solicitud del CENACE.
ii.	En cualquier momento si ocurre un cambio significativo en los pronósticos descritos en el punto anterior, para al menos los siguientes 7 días o un período mayor a solicitud del CENACE.
c)	El CENACE desarrollará pronósticos de demanda de energía eléctrica independientes:
i.	Para su uso en la planificación de mediano plazo, deberán ser actualizados según sea necesario.
ii.	Para su uso en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto y en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, deberán ser permanentemente actualizados en tiempo real.
2)	Pronósticos de generación intermitente
a)	Los representantes de las Centrales Eléctricas intermitentes están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica por hora al CENACE:
i.	Antes de las 9:00 horas de cada día para al menos los siguientes 7 días o un período mayor a solicitud del CENACE.
ii.	En cualquier momento si ocurre un cambio significativo en los pronósticos descritos en el punto anterior, para al menos los siguientes 7 días o un período mayor a solicitud del CENACE.
b)	Los representantes de las Centrales Eléctricas intermitentes están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica en tiempo real al CENACE, cada 15 minutos con horizonte de pronóstico de las siguientes veinticuatro horas.
c)	El CENACE desarrollará pronósticos independientes de generación:

i.	Para su uso en la planificación de mediano plazo.	
ii.	Para su uso en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto y en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
3)	Pronósticos de generación no-intermitente con características no despachable.	
a)	Los representantes de las Centrales Eléctricas no-intermitente con características no despachable (Geotérmica, hidroeléctrica a filo de agua, hidroeléctrica con un régimen de operación fijo por la CNA, están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica por hora al CENACE:	
i.	Antes de las 9:00 horas de cada día para al menos los siguientes 7 días o un período mayor a solicitud del CENACE.	
ii.	En cualquier momento si ocurre un cambio significativo en los pronósticos descritos en el punto anterior, para al menos los siguientes 7 días o un período mayor a solicitud del CENACE.	
b)	El CENACE desarrollará pronósticos independientes de generación:	
i.	Para su uso en la planificación de mediano plazo.	
ii.	Para su uso en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto y en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.	
iii.	Para su uso en los estudios de expansión.	
4)	Pronósticos de energía hidroeléctrica.	
a)	Los representantes de Centrales Hidroeléctricas están obligados a presentar pronósticos horarios de energía disponible al CENACE, 10 días antes del inicio de cada mes para los siguientes 18 meses.	
b)	El CENACE desarrollará pronósticos independientes de energía para su uso en la planificación de mediano plazo.	
c)	Los datos de los pronósticos proporcionados por las Centrales Eléctricas incluyen únicamente la cantidad de recursos hídricos disponibles, la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica y los mínimos y máximos. Los parámetros para los costos de oportunidad y despacho serán establecidos por el CENACE con base en esta información.	

5)	Pronósticos de disponibilidad de generación.	
a)	Los representantes de todas las Centrales Eléctricas están obligados a registrar las salidas programadas y reales en el sistema de gestión de salidas del CENACE, conforme a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. El CENACE podrá registrar salidas programadas y reales en casos de omisión de los representantes correspondientes.	
b)	El CENACE desarrollará pronósticos independientes de disponibilidad de los Generadores para su uso en la planificación de mediano plazo.	
6)	Pronósticos de disponibilidad de la transmisión.	
a)	Los representantes de todos los activos de transmisión tendrán la obligación de registrar las salidas programadas y reales en el sistema de gestión de salidas del CENACE, conforme a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. El CENACE podrá registrar salidas programadas y reales en casos de omisión de los representantes correspondientes.	
b)	El CENACE desarrollará pronósticos independientes de disponibilidad de transmisión para su uso en la planificación de mediano plazo.	
7)	Medidas de Desempeño.	
a)	El CENACE calculará las métricas de sus propios errores de pronóstico, las cuales se podrán usar en el establecimiento de tarifas reguladas basadas en el desempeño, determinadas por la CRE.	
b)	El CENACE calculará las métricas de los errores en los pronósticos de carga de las Entidades Responsables de Carga, las cuales se podrán usar en el establecimiento de tarifas reguladas basadas en el desempeño, determinadas por la CRE para los Suministradores de Servicio Básico.	
c)	El CENACE calculará métricas de los errores en los pronósticos de la disponibilidad de los Generadores y Transportistas.	
8)	Difusión de Información Pública:	
a)	Las metodologías de pronósticos del CENACE serán públicas.	
b)	Los pronósticos específicos se publicarán en Tiempo Real.	
c)	Las métricas de errores de pronósticos serán públicas.	
VI.	Planeación Operativa	

1.	Planeación Operativa	
Reglas		
1)	La Planeación Operativa de Mediano Plazo corresponde a un horizonte de un mes hasta tres años en adelante, cumpliendo con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional.	
2)	Esta Planeación considerará condiciones hidrológicas, ambientales y del suministro de combustibles, los programas de salida y entrada de unidades generadoras, así como el uso de la Demanda Controlable, entre otras.	
3)	El CENACE formulará y actualizará periódicamente un programa para la operación de las Centrales Eléctricas que presenten limitaciones sobre la energía total que pueden generar en un periodo y el uso de la Demanda Controlable Garantizada respecto de la cual sus representantes, en los términos de las Reglas del Mercado, hayan declarado límites sobre la energía total que puede dejar de consumir en un periodo. La metodología y periodicidad del desarrollo de dicho programa se establece en los Manuales de Prácticas de Mercado relativos al cálculo de costos de oportunidad.	
4)	El CENACE complementará el programa a que se refiere el numeral anterior, con los demás modelos requeridos para planear el uso de recursos de generación y Demanda Controlable en el periodo de un mes a hasta tres años.	
5)	La actualización del cierre del año en curso se realizará mensualmente.	
6)	Los Participantes del Mercado están obligados a proporcionar al CENACE la información necesaria para la realización de la Planeación Operativa de Mediano Plazo, de acuerdo con las Disposiciones Operativas del Mercado. La información de pronósticos necesaria se proporcionará de acuerdo con lo plasmado en el Capítulo de Pronósticos, establecido en estas Bases del Mercado Eléctrico.	
7)	El CENACE establecerá los mecanismos y la periodicidad de entrega e intercambio de información que se requiera para facilitar el cumplimiento de sus atribuciones.	
2.	Programación de Mantenimiento, Modificaciones, Ampliaciones y Otras Actividades	
Reglas		
1)	Condiciones Generales	
a)	Los trabajos de mantenimiento, las modificaciones, ampliaciones y otras	

	actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional, se deben planear y coordinar dentro de los plazos límites y conforme a lo previsto en las Disposiciones Operativas correspondientes, para realizar los estudios eléctricos necesarios para programar estos trabajos, cumpliendo con los requerimientos de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.	
b)	Para la realización de los trabajos descritos en el párrafo anterior se consideraran dos etapas: La planeación de salidas en el mediano plazo que corresponde a la elaboración de un programa coordinado y la planeación de salidas en el corto plazo que corresponde al proceso de administración de licencias. Ambas etapas se describen en el Manual de este Capítulo. En el caso de transmisión, la planeación de los trabajos tiene que estar sujeta al cumplimiento de los criterios generales de servicio, cuyo incumplimiento dará lugar a penalizaciones determinadas por la CRE.	
2)	Licencias de Mantenimiento	
a)	El CENACE coordinará los programas de salida para la construcción, el mantenimiento, la reparación, la realización de pruebas, y la calibración de:	
i.	Unidades de Central Eléctrica.	
ii.	Recursos de Demanda Controlable Garantizada.	
iii.	Elementos de la Red Nacional de Transmisión (incluyendo interconexiones internacionales).	
iv.	Elementos de las Redes de Generales de Distribución relevantes para las operaciones del mercado conforme lo determine el CENACE.	
v.	EMS y sistemas de comunicación, incluyendo las unidades de medición de fasores (PMU) adicionales a las que formen parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución.	
b)	Los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas y Distribuidores son directamente responsables del desempeño de los trabajos de mantenimiento que realicen en sus respectivos equipos.	
c)	Los programas, que representan la coordinación de salidas, deben llevarse a cabo para realizar las siguientes actividades:	

i.	Salida de la generación o Recursos de Demanda Controlable Garantizada por Mantenimiento. Los Generadores y representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada deberán someter al CENACE sus solicitudes de Salida antes de la fecha en que ésta se tenga programada. El CENACE revisará las solicitudes para garantizar que no violan los estándares de confiabilidad ni las Reglas del Mercado. El proceso de solicitud no está limitado a la reducción de la capacidad de potencia; incluye también modificaciones al estatus del Regulador de Voltaje y la interrupción de otros equipos asociados de las Unidades de las Centrales Eléctricas. El CENACE especificará en el Manual de Programación de Mantenimientos la anticipación necesaria para la presentación de las solicitudes.	
ii.	Salida de la transmisión y la distribución por mantenimiento. Los Transportistas y los Distribuidores someterán al CENACE las solicitudes de Salida antes de la fecha en que ésta se tenga considerada. El CENACE revisará las solicitudes para asegurarse que las Salidas no violen los estándares de confiabilidad. El CENACE especificará la anticipación necesaria para la presentación de las solicitudes de acuerdo al Manual de Programación de Mantenimientos.	
iii.	Pruebas a Centrales Eléctricas Recursos de Demanda Controlable Garantizada,: Los Generadores y representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada deberán someter al CENACE las solicitudes para realizar cualquier prueba que afecte la disponibilidad de energía o de Servicios Conexos. El CENACE especificará en el Manual de Programación de Mantenimientos, la anticipación necesaria para presentar estas solicitudes.	
d)	El CENACE especificará en el Manual de Programación de Mantenimientos, la información necesaria para presentar estas solicitudes.	
e)	Planeación de Salidas en el Mediano Plazo: Cada mes, el CENACE desarrollará un plan trimestral integrado de Salidas para el mantenimiento de las Centrales Eléctricas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución . Este proceso integrado utilizará pronósticos de carga, solicitudes de Salida presentadas por los Generadores, Entidades Responsables de Carga, Transportistas y Distribuidores,	

Salidas aprobadas previamente y otra información necesaria sobre Salidas para determinar qué solicitudes pueden realizarse manteniendo una adecuada Confiabilidad del Sistema bajo un horizonte de planeación de 24 meses. El CENACE determinará los periodos y las regiones en donde no se deberán programar mantenimientos, en su caso.	
i. Entre los criterios para aprobar las Solicitudes de Interrupción de Operaciones se incluirán:	
a. El potencial de causar congestión.	
b. Los impactos sobre la capacidad de transferencia de los recursos del sistema o de las interconexiones.	
c. Impactos sobre la Confiabilidad del Sistema.	
d. Impactos en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
ii. El ciclo de planeación tomará en cuenta las siguientes consideraciones:	
a. En el mes de mayo, los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas y Distribuidores presentarán su propuesta de programa de Salidas para los dos años siguientes.	
b. En el mes de julio, el CENACE informará a los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas y Distribuidores sobre la aprobación, en su caso, de las solicitudes de Salida para los dos años siguientes.	
c. A más tardar 60 días antes del inicio de cada trimestre, los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas y Distribuidores confirmarán ante el CENACE los programas de Salidas previamente aprobados para el siguiente trimestre, así como las propuestas de modificación y de Salidas adicionales.	
d. El CENACE aprobará o rechazará las propuestas de modificación o los Salidas adicionales antes del inicio de cada trimestre de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Mantenimientos.	
e. Y demás disposiciones establecidas en el Manual de Programación	

	de Mantenimientos.	
f)	Planeación de Corto Plazo de Salidas: El CENACE evaluará las solicitudes de Salida que reciba después de las fechas límites correspondientes a la Planeación de Mediano Plazo de Salidas y, en su caso, aprobará las solicitudes que sean factibles. El CENACE definirá los mecanismos y los plazos para la presentación de estas solicitudes.	
g)	El CENACE procesará y coordinará la atención de todas las solicitudes de Salida por mantenimiento. En su caso, el CENACE recibirá los programas de Salida y aprobará o rechazará dichas solicitudes. El CENACE definirá el mecanismo para este fin.	
h)	El CENACE tendrá las siguientes funciones:	
	i. Llevar a cabo la revisión de la solicitud de Salida y, en su caso, emitir la aprobación después de concluido el proceso de revisión.	
	ii. Registrar las Salidas forzadas inmediatas mediante una Licencia de Emergencia.	
	iii. Verificar el estatus de las salidas forzadas.	
	iv. Mantener el registro de Salidas y elaborar los informes correspondientes.	
i)	El CENACE podrá cancelar una Licencia de Salida aprobada previamente, cuando sea necesario preservar o mantener la Confiabilidad del Sistema.	
j)	Los Salidas que no hayan sido previamente autorizadas se considerarán Salidas forzadas y tendrán como consecuencia, entre otras:	
	i. La reducción de los ingresos tarifarios de transmisión y distribución en caso de que las Tarifas establecidas por la CRE consideren factores de disponibilidad.	
	ii. La reducción en los pagos por disponibilidad de Potencia, en caso de que se haya obtenido obligaciones a través del Mercado de Potencia.	
	iii. La aplicación por la CRE de las sanciones y multas a que hubiere lugar.	
k)	Gestión de Salidas Forzadas.	
	i. Salida Forzada Inmediata. Cuando los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportistas o Distribuidores, identifiquen, prevean o tengan conocimiento de una	

	situación que pueda resultar en un Salida Forzada dentro de las siguientes 24 horas, deberán comunicarlo directamente al CENACE.	
ii.	Salida Forzada Inminente. Cuando algún Operador identifique, prevea o tenga conocimiento de una situación que pueda resultar en una salida forzada, pero de una naturaleza tal que no amerite el retiro del servicio dentro de las siguientes 24 horas, deberá notificarlo al CENACE.	
iii.	El CENACE deberá informar a la Unidad de Vigilancia del Mercado sobre la existencia de cualquier comportamiento que origine un Salida forzada que no se ajuste a las prácticas operativas del sistema establecidas. En el caso de Transportistas y Distribuidores las salidas que otorga el CENACE se hacen sin perjuicio de que el Transportista y Distribuidor tiene que cumplir con criterios de prestación del servicio emitidos por la CRE, cuyo incumplimiento puede conllevar a penalizaciones.	
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.	
m)	Transparencia sobre Salidas: El CENACE hará públicos las Salidas Programadas y Forzadas en los plazos definidos en el Manual.	
3.	Modelo de Costos de Oportunidad para Recursos de Energía Limitada	
Reglas		
1)	Los recursos de energía limitada propuestos por el CENACE deberán ser aprobados por la Unidad de Vigilancia del Mercado, en estos se incluyen los siguientes:	
a)	Unidades hidroeléctricas con embalse, cuyas características se encontraran definidas en el Manual Prácticas del Mercado para Costos de Oportunidad para recursos de energía limitada.	
b)	Unidades térmicas con límites de emisiones periódicas, de acuerdo al Manual de Costos de Oportunidad para recursos de energía limitada.	

c)	Unidades térmicas con límites periódicos de disponibilidad de combustible o de consumo de combustible permitido, de acuerdo al Manual de Costos de Oportunidad para recursos de energía limitada.	
d)	En el mercado de SEGUNDA etapa se podrán incluir los Recursos de Demanda Controlable Garantizada con límites contractuales para la energía interrumpida por periodo.	
2)	El CENACE llevará a cabo análisis periódicos, con la periodicidad definida en los manuales de operación del mercado, del uso óptimo de los recursos de energía limitada teniendo en cuenta lo siguiente:	
a)	Los niveles actuales de los embalses y el inventario de la disponibilidad remanente de otros recursos de energía limitada.	
b)	Cuando varias centrales hidroeléctricas están arregladas en serie en una sola cuenca, el CENACE determinará las ofertas de costo de oportunidad para las unidades correspondientes, con base en la optimización del Sistema Eléctrico, no en la optimización de una sola Central.	
c)	Pronósticos de demanda, de disponibilidad de generación (incluyendo las aportaciones hidrológicas y otros factores que afectarían la disponibilidad de energía), precios de combustibles y de otras condiciones del sistema.	
3)	Los Generadores están obligados a proporcionar al CENACE la información que le sea requerida para realizar este análisis; la información presentada estará sujeta a la verificación del monitor de mercado.	
4)	El CENACE propondrá supuestos del modelo a la SEMARNAT, a la CONAGUA al CENAGAS y a los Participantes del Mercado y recibirá comentarios por un período no mayor a 30 días naturales, al menos una vez cada año.	
5)	El CENACE gestionará los niveles diarios, semanales, mensuales y anuales de los embalses a través del despacho de generación. Para tal efecto el CENACE observará los criterios de despacho de embalses que se incluyan en los manuales de prácticas del mercado respectivos.	
6)	El CENACE optimizará el uso previsto esperado de los recursos de energía limitada con el fin de maximizar el bienestar social, propiciando su uso eficiente considerando un balance entre el beneficio de usar dichos recursos en el corto plazo y el costo de su indisponibilidad en el largo plazo y viceversa, lo anterior tomando en cuenta el Valor de la Demanda no Suministrada, sin optimizar la rentabilidad o los ingresos esperados de una Central o grupo de Centrales.	

7)	El CENACE determinará las ofertas de costo de oportunidad para determinadas unidades basándose en la periodicidad y modelo (metodología) establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Este modelo reunirá mínimamente las siguientes características:	
a.	Abarcará un periodo de simulación de 24 meses o más.	
b.	Su función objetivo se basará en la maximización del bienestar social, por lo que considerará la minimización de tanto los costos esperados de producción como los costos esperados de la demanda no suministrada.	
c.	A petición cualquier Participante de Mercado que represente Centrales Eléctricas o Centros de Cargas sujetos a dichos costos de oportunidad, el modelo y los costos resultados de ellos serán validados por la Unidad de Verificación.	
8)	Los Recursos de energía limitada deberán presentar ofertas iguales al costo de oportunidad determinado por el CENACE, esto con base en lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado. El CENACE podrá modificar los costos de oportunidad a fin de asegurar que la producción de energía periódica (mensual, semanal y diaria) se acote por límites máximo y mínimo determinados por el CENACE.	
9)	La política de operación de los recursos de energía limitada se establecerá a detalle en el manual de prácticas del mercado correspondiente.	
4.	Acciones del Mercado Eléctrico Mayorista para considerar la disponibilidad de gas natural	
Reglas		
1)	En materia de disponibilidad de gas natural, el Mercado Eléctrico Mayorista deberá considerar:	
a)	Factibilidad de obtener suministro y transporte de gas en firme con un día de antelación.	
b)	Frecuencia de la interrupción del suministro de gas en firme.	
c)	Disponibilidad de reprogramación en los diferentes periodos de nominación.	
d)	Mantenimientos programados en el suministro y en el transporte de gas.	
2)	Los plazos para reportar resultados del Mercado del Día en Adelanto se fijarán, en la medida de lo posible, para permitir que la programación del suministro y el transporte de gas en firme puedan para soportar las ofertas aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto.	

3)	Cuando el CENAGAS o cualquier otro gestor de sistemas integrados de transporte de gas advierta al CENACE de la posibilidad de interrupción del suministro de gas en firme, el CENACE tomará en cuenta los efectos esperados para la asignación de Unidades de Central Eléctrica y el despacho.	
a)	El CENACE incluirá las interrupciones probables de gas reportadas por el CENAGAS o cualquier otro gestor de sistemas integrados de transporte de gas en la asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, y asignará a los Generadores que utilicen fuentes distintas al gas cuando sea necesario para equilibrar la demanda prevista dados los recortes probables de gas.	
b)	Los Generadores que sean notificados de restricciones en el suministro de gas que pudieran limitar la disponibilidad de sus Centrales Eléctricas, deberán informarlo al CENACE de manera inmediata.	
c)	Se aplicarán las sanciones por la reducción de ofertas o por las desviaciones e incumplimientos a las instrucciones de despacho que resulten procedentes sin importar las deficiencias sistemáticas en el suministro de gas.	
4)	Los Generadores serán responsables de programar el suministro de gas para sus centrales o, de celebrar los contratos necesarios para transferir dicha responsabilidad a un tercero.	
5)	El CENACE y el CENAGAS establecerán procedimientos para la administración del gas en caso de emergencias en el sistema derivadas de limitaciones en la disponibilidad del mismo.	
VII.	Mercados de Largo Plazo	
1.	Derechos Financieros de Transmisión y Derechos a Ingresos de las Subastas	Se requiere cuidar la inversión en transmisión para que exista competencia. Se propone que algún porcentaje de los ingresos procedentes de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión sean asignados a una cuenta para la inversión en transmisión, en vez de ser dirigidos en su totalidad a todas las Entidades Responsables de Carga.
1.1	Disposiciones Generales	
	Reglas	

1)	Definición de Derechos Financieros de Transmisión.	
a)	Los Derechos Financieros de Transmisión le otorgan a su titular el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los Componentes de Congestión Marginal (CCM) de los Precios Marginales Locales en dos NodosP: un nodo de origen y un nodo de destino.	Es importante etiquetar los costos anuales de los “Componentes de Congestión Marginal” y destinar esos recursos para disminuir esas ineficiencias. ¿Cuáles nodos se van a contemplar? ¿49 ó 1000x1000?
b)	A efecto de definir los Derechos Financieros de Transmisión, el CENACE puede determinar NodosP distribuidos, los cuales consisten de un vector de factores de ponderación (la suma de estos factores debe ser igual a 1), que al ser multiplicados por una demanda total, representarán la distribución media de demanda entre diferentes NodosP elementales. Específicamente, un NodoP distribuido podrá representar la combinación de puntos de retiro utilizados por un Suministrador o por todos los Centros de Carga en una zona de carga.	
c)	Los Derechos Financieros de Transmisión son títulos de crédito que otorgan derechos y obligaciones para realizar pagos financieros. Los Derechos Financieros de Transmisión no otorgan el derecho físico a usar el sistema de transmisión.	Falta definir la parte de Transmisión física.
d)	El CENACE no emitirá opciones financieras derivadas sobre los Derechos Financieros de Transmisión (el derecho a cobrar las diferencias entre Componentes de Congestión Marginal cuando el valor es positivo sin la obligación de pagar las diferencias cuando su valor es negativo, mediante el pago de una prima al momento de suscribir dicha opción).	
e)	Los Derechos Financieros de Transmisión se calculan con base en los Componentes de Congestión Marginal del Mercado del Día en Adelanto. Los precios del Mercado de Tiempo Real no tendrán efecto alguno sobre los Derechos Financieros de Transmisión.	
f)	Los Derechos Financieros de Transmisión no incluyen el costo marginal de las pérdidas.	
g)	Los Derechos Financieros de Transmisión no incluyen cargos de acceso a la transmisión (tarifas reguladas) o cargos por Servicios Conexos.	
2)	Características de los Derechos Financieros de Transmisión. Todos los Derechos Financieros de Transmisión deben especificar los siguientes parámetros:	

a)	Nodo de Origen y Nodo de Destino.	
b)	Los Derechos Financieros de Transmisión estarán balanceados: la cantidad evaluada en el Nodo de Origen será siempre igual a la cantidad evaluada en el Nodo de Destino. Cada Derecho Financiero de Transmisión se expresa en forma unitaria por cada unidad de energía (1 MWh) en cada hora en la que el Derecho Financiero de Transmisión está vigente.	
c)	Período de vigencia.	
i.	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados serán vigentes hasta en tanto no expiren o sean cancelados.	
ii.	Los Derechos Financieros de Transmisión resultantes de subastas tendrán las siguientes vigencias efectivas:	
a.	por temporada (trimestres de enero a marzo, de abril a junio, de julio a septiembre y de octubre a diciembre),	
b.	por el remanente del año en el que fueron subastados,	
c.	por año completo,	
d.	por un periodo de 3 años, o bien	
e.	por un periodo de 10 años.	
iii.	Los Derechos Financieros de Transmisión contratados bilateralmente (sin la intervención del CENACE) pueden tener períodos de vigencia acordados entre las partes.	
d)	Bloques de Tiempo: Los Derechos Financieros de Transmisión se definirán para los siguientes bloques de tiempo, a menos que en los Manuales de Prácticas de Mercado establezcan bloques diferentes. En cualquier caso, los bloques se definirán de manera que facilite su uso para cubrir los patrones comunes de generación de las energías renovables:	
i.	De las 00:00 a las 04:00 horas, todos los días.	
ii.	De las 04:00 a las 08:00 horas, todos los días.	
iii.	De las 08:00 a las 12:00 horas, todos los días.	
iv.	De las 12:00 a las 16:00 horas, todos los días.	

v.	De las 16:00 a las 20:00 horas, todos los días.	
vi.	De las 20:00 a las 24:00 horas, todos los días.	
3)	Valuación de los Derechos Financieros de Transmisión: En cada hora del bloque de tiempo de un Derecho Financiero de Transmisión, al Componente de Congestión Marginal de cada hora en el Nodo de Destino, se le resta el Componente de Congestión Marginal en el Nodo de Origen. El valor de un Derecho Financiero de Transmisión es la suma de estas diferencias durante todas las horas incluidas en el Bloque de Tiempo del Derecho Financiero de Transmisión.	
4)	Liquidación de Derechos Financieros de Transmisión: El valor de los Derechos Financieros de Transmisión en posesión de los Participantes del Mercado se calculará por el CENACE por cada día de operación y se incluirá en los estados de cuenta del día correspondiente	
1.2	Derechos Financieros de Transmisión Legados	
	Reglas	
1)	Participantes del Mercado elegibles: Los Derechos Financieros de Transmisión Legados se asignarán en dos grupos:	
a)	Titulares de Contratos de Interconexión Legados.	
b)	Suministradores Básicos.	
2)	Asignación a Titulares de Contratos de Interconexión Legados	
a)	Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados tienen el derecho de sustituir sus Contratos de Interconexión por contratos regulados por las Reglas de Mercado. Únicamente los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que ejerzan esta opción de conversión podrán ser titulares de Derechos Financieros de Transmisión Legados.	
b)	Sin embargo, la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados se calculará para todos los Titulares de Contratos de Interconexión Legados, incluyendo aquellos que no opten por convertir sus contratos.	
c)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados para los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que no sustituyan sus contratos serán asignados al Generador de Intermediación y cumplirán cuatro objetivos:	
i.	Asegurar que la correspondiente capacidad de transmisión no sea	

	vendida a otros Participantes en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
ii.	Calcular un estado de cuenta “simulado” que muestre a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados cuál sería la liquidación correspondiente si hubieran convertido su contrato en un nuevo contrato de interconexión regido por las Reglas de Mercado.	
iii.	Permitir explícitamente la asignación (o transferencia) de los mencionados Derechos Financieros de Transmisión en caso de que los Titulares de Contratos de Interconexión Legados ejerzan la opción de conversión de sus contratos para sujetarse a las Reglas del Mercado.	
iv.	Asignar al Generador de Intermediación los ingresos obtenidos a partir de estos Derechos Financieros de Transmisión, los cuales cubrirán parcialmente el costo de cumplir con los Contratos de Interconexión Legados.	
3)	Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles: Los Derechos Financieros de Transmisión Legados únicamente serán asignados hasta la cantidad que era físicamente factible en el Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014.	En el caso de los eólicos, debería de ser basado en lo indicado en el contrato
a)	El CENACE calculará los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables para cada Participante del Mercado elegible basado en su uso histórico de la red, con base en el procedimiento descrito a continuación.	Para los proyectos en operación, el cálculo en base al uso histórico de la red de los últimos 2 años (tanto de generación como de consumo) puede tener un impacto negativo al subdimensionarlos si la muestra no es representativa de la generación promedio en la vida útil del proyecto. Así, considerando la naturaleza de la generación renovable que está invariablemente sujeta a la disponibilidad del recurso, se propone ampliar el horizonte de cálculo de 2 a 5 años.
b)	El CENACE calculará la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles mediante la aplicación de un algoritmo, descrito en esta sección, para reducir la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables hasta que sea simultáneamente factible con base en la configuración del Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014.	

c)	La asignación de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles será llevada a cabo en una sola ocasión; los ajustes subsecuentes estarán determinados por eventos tales como la cancelación de los Derechos Financieros de Transmisión por los Participantes del Mercado y a ajustes en los Centros de Carga representados por los Suministradores Básicos, como se describe en la sección “Cambios posteriores al 12 de agosto de 2014” de estas reglas.	
4)	Cálculo de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables para Titulares de Contratos de Interconexión Legados: El siguiente proceso se llevará a cabo de manera separada por cada uno de los bloques de tiempo definidos en el numeral 2), inciso d) de la sección anterior, por temporada en los términos del numeral 2), inciso c) de la sección anterior.	
a)	El CENACE identificará la generación promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Central Eléctrica amparada por un Contrato de Interconexión Legado, durante los días en los que el Contrato de Interconexión Legado estuviera vigente. La suma de estos valores, calculada por separado para cada contrato, es la generación total promedio.	El periodo comprendido en las fechas aquí señaladas excluye a los posibles Contratos de Interconexión Legado que no se han celebrado a la fecha. Para aquellos Contratos de Interconexión que no han tenido flujo eléctrico, se recomienda considerar la generación definida en el Contrato de Interconexión. Los titulares de los Contratos de Interconexión Legados deben de contar con la opción de conectar siempre sus cargas (subir, modificar cargas) como dice el transitorio correspondiente de la LIE (swap).
b)	El CENACE identificará el consumo promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Centro de Carga amparado por un Contrato de Interconexión Legado, durante los días en los que el Contrato de Interconexión Legado estuviera vigente. La suma de estos valores, calculada por separado para cada contrato, es el consumo total promedio.	
c)	La cantidad de Derechos Financieros de Transmisión Asignables a cada Contrato de Interconexión Legado es la que resulte menor entre la generación total promedio y el consumo total promedio.	

d)	La generación promedio en cada Central Eléctrica correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, dividida entre la generación total promedio del contrato, es el factor de ponderación para cada Central Eléctrica, amparada por un Contrato de Interconexión Legado. El vector de factores de ponderación para Centrales Eléctricas define el NodoP distribuido asignable, el cual permitirá definir el origen de los Derechos Financieros de Transmisión para cada Contrato de Interconexión Legado.	
e)	El consumo promedio en cada Centro de Carga correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 dividido entre el consumo total promedio del contrato es el factor de ponderación para cada Centro de Carga en el Contrato de Interconexión Legado. El vector de factores de ponderación para Centros de Carga define el NodoP distribuido asignable para el destino de los Derechos Financieros de Transmisión de cada Contrato de Interconexión Legado.	
f)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables para cada Contrato de Interconexión Legado contienen la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados que se definen en el inciso c) que antecede, con origen en el NodoP distribuido asignable que se define en el inciso d) y con destino en el NodoP distribuido asignable que se define en el punto e).	
5)	El cálculo de las cantidades de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables para Suministradores Básicos: Se repetirá el proceso usado para los Titulares de Contratos de Interconexión Legados. Como en dicho proceso, se llevará a cabo de manera separada por cada uno de los bloques de tiempo definidos en el numeral 2), inciso d) de la sección anterior, por temporada en los términos del numeral 2), inciso c) de la sección anterior, con las variaciones siguientes:	
a)	Las Centrales Eléctricas comprendidas en el cálculo del promedio total de generación incluirán todas las Centrales Eléctricas Legadas, los Contratos de Centrales Externas Legadas y las importaciones que se utilizaban para el Servicio Público de energía eléctrica correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014.	
b)	Los Centros de Carga comprendidos en el cálculo del promedio total de consumo incluirá toda la carga de Servicio Público de energía eléctrica suministrada por la CFE correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014.	

c)	En caso de que hubiera más de un Suministrador Básico:	
i.	El cálculo de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión Asignables se realizará tomando en cuenta todos los Suministradores Básicos; la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión asignables a cada Suministrador Básico se calculará en proporción al consumo total promedio de los Centros de Carga que represente.	
ii.	El consumo total promedio será la suma del consumo promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Centro de Carga representado por cada Suministrador al momento que se lleva a cabo el cálculo de asignación.	
iii.	El NodoP distribuido asignable para el punto de origen del Derecho Financiero de Transmisión será idéntico para todos los Suministradores de Servicio Básico.	
iv.	El NodoP distribuido asignable para el punto de destino del Derecho Financiero de Transmisión se calculará individualmente para cada Suministrador Básico, con base en el consumo promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 para cada Centro de Carga representado por el Suministrador al momento en que se lleva a cabo el cálculo de asignación.	
6)	Cálculo de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles. El proceso siguiente se llevará a cabo de forma separada por cada uno de los bloques de tiempo definidos en el numeral 2), inciso d) de la sección anterior, por temporada en los términos del numeral 2), inciso c) de la sección anterior.	
a)	Se preparará un modelo de red que represente la configuración del Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014.	
b)	Para cada DFT Legado Asignable, se calculará un vector de generación asignable como el producto de la cantidad de los Derechos Financieros de Transmisión Asignables por los factores de ponderación para los buses del Generador que comprende el NodoP distribuido asignable para el punto de origen del Derecho Financiero de Transmisión. El vector de la generación total asignable es la suma de los vectores de generación asignable asociados con todos de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables.	

c)	Por cada Derecho Financiero de Transmisión Legado Asignable, se calculará un vector de consumo asignable como el producto de la cantidad de los Derechos Financieros de Transmisión Asignables por el factor de ponderación para los buses de carga que comprende el NodoP Distribuido Asignable para el punto de destino del Derecho Financiero de Transmisión. El vector de consumo total asignable es la suma de los vectores de consumo asignables asociados con todos los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignables.	
d)	Con el fin de calcular el vector de generación total factible y el vector de consumo total factible, se determinará el “vector de generación total reducida”: la porción del vector de la generación total asignable que se tiene que reducir para hacer factible su entrega física. Para tal efecto, se debe resolver un problema de optimización:	
i.	La optimización determinará el valor óptimo de cada elemento del vector de generación total reducida.	
ii.	Cada elemento del vector de generación total reducida deberá ser mayor o igual a cero, y menor o igual al elemento correspondiente del vector de generación total asignable.	
1)	La función objetivo es la minimización de la suma-producto de cada elemento del vector de generación total reducida, multiplicada por cada elemento de un vector que contiene en cada elemento la diferencia entre los siguientes valores:	
a.	El valor promedio de los Costos Totales de Corto Plazo observados en el periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada ubicación considerada en el vector de consumo total factible, multiplicado por el valor correspondiente en el vector de consumo total factible y dividido por el total escalar del vector de consumo total factible, menos	
b.	El Costo Total de Corto Plazo promedio observado en el periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en la ubicación que corresponde a cada elemento del vector de generación total reducida.	
iii.	Se sujeta a la restricción de que los límites de transmisión sean satisfechos en un modelo de flujo de potencia donde el vector de consumo total factible represente retiros de la red y el vector de generación total factible, multiplicado por una escalar cuando sea necesario para compensar las pérdidas, represente inyecciones a la red.	

iv.	Donde:	
a.	El vector de generación total factible es el vector de generación total asignable menos el vector de generación total reducida.	
b.	El vector de consumo total factible es el vector de consumo total asignable menos el vector de consumo total reducido.	
c.	El vector de consumo total reducido es la suma de los vectores de consumo reducido por cada Participante del Mercado que participa en la asignación de Derechos Financieros de Transmisión legados.	
d.	El vector de consumo reducido de cada Participante del Mercado es igual a su vector de consumo asignable, multiplicado por la suma escalar de su vector de generación reducida y dividido por la suma escalar de su vector de generación asignable.	
e.	El vector de generación reducida de cada Participante del Mercado se comprende de cada elemento en su vector de generación asignable, multiplicado por el elemento correspondiente en el vector de generación total reducida dividido entre el elemento correspondiente en el vector de generación total asignable.	
e)	Con el fin de calcular los Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles para cada Participante del Mercado:	
i.	El vector de generación asignable del Participante del Mercado menos el vector de generación reducida del Participante del Mercado es igual al vector de generación factible del Participante del Mercado. El NodoP distribuido factible para el punto de origen del Derecho Financiero de Transmisión se calcula con base en el vector de generación factible.	
ii.	El vector de consumo asignable del Participante del Mercado menos el vector de consumo reducido del Participante del Mercado es igual al vector de consumo factible del Participante del Mercado. El NodoP distribuido factible para el punto de destino del Derecho Financiero de Transmisión se calcula con base en el vector de consumo factible.	
iii.	La cantidad de Derechos Financieros de Transmisión es la suma escalar del vector de generación factible o del vector de consumo factible, sumas que serán iguales.	
7)	Adquisición de Derechos Financieros de Transmisión por Participante del Mercado elegible.	Se contrapone con la LIE

a)	En el momento de la conversión a los nuevos Contratos de Interconexión, los Titulares de Contratos de Interconexión Legados pueden elegir entre recibir sus Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles o rechazarlos. Para contar con la opción de recibir Derechos Financieros de Transmisión, se requiere convertir toda la capacidad de las Centrales Eléctricas y todos los Centros de Carga incluidos en dichos contratos.	
b)	Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que hayan convertido a los nuevos Contratos de Interconexión y hayan elegido recibir sus Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles pueden cancelar la asignación en cualquier momento.	
c)	Los Suministradores Básicos serán acreedores de Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles en tanto no medie manifestación expresa de rechazo de dichos Derechos Financieros de Transmisión. La aceptación de Derechos Financieros de Transmisión Legados es una condición para que cada Suministrador Básico obtenga Contratos Legados para el Suministro Básico.	
d)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles son derechos indivisibles, por lo que los Participantes del Mercado solo pueden aceptar o rechazar la totalidad de Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles que les sea asignada.	
e)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados asignados a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados se cancelarán a la expiración de los Contratos de Interconexión Legados originales.	
f)	Una vez cancelados o rechazados los Derechos Financieros de Transmisión no se pueden recuperar en el futuro.	
g)	Se establecerá una cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados y rechazados a fin de manejar los Derechos Financieros de Transmisión Legados Factibles que son cancelados o rechazados por los Participantes del Mercado.	
h)	La cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados y rechazados recibirá pagos por la venta de los Derechos Financieros de Transmisión que tenga, en caso de venderlos en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión. Posteriormente, realizará o recibirá pagos por el valor de los Derechos Financieros de Transmisión que no haya vendido, de acuerdo con los resultados del Mercado del Día en Adelanto. Los flujos de	

efectivo netos resultantes de estas liquidaciones serán cobrados o pagados a todos los Participantes del Mercado como se describe en el manual de prácticas de mercado correspondiente, en la sección “Otros Cobros”.		
8)	Cambios posteriores al 12 de agosto de 2014:	Establecer de manera explícita el tratamiento en materia de derechos físicos de transmisión que se les dará a los proyectos que entren en operación después de 12 de agosto de 2014.
a)	La adición o retiro de Centrales Eléctricas, o la evolución de las cantidades generadas en cada una, no causará el recálculo de los Derechos Financieros de Transmisión.	
b)	El vencimiento de los Contratos de Interconexión Legados causará la cancelación de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados correspondientes.	
c)	El vencimiento de los Contratos de las Centrales Externas Legadas, sin considerar las modificaciones que se realicen a dichos contratos con posterioridad al 12 de agosto de 2014, causará la cancelación de los Derechos Financieros de Transmisión Legados correspondientes que se hayan asignado a los Suministradores Básicos.	
d)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados correspondientes a las Centrales Eléctricas Legadas que se hayan asignado a los Suministradores Básicos tendrán la vigencia de hasta 20 años, o menos cuando el primer programa indicativo de generación de la Secretaría indica el retiro de cada Central Eléctrica Legada.	
e)	La evolución del consumo de los Centros de Carga no causarán el recálculo de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados o a los Suministradores Básicos.	
f)	La adición o retiro de Centros de Carga será causa de la reasignación de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados y a los Suministradores de Servicio Básico.	
i.	El CENACE realizará mensualmente el recálculo de los Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados con base en la información respectiva que se le reporte.	
ii.	Se considerará la adición o retiro de un Centro de Carga: su inclusión o exclusión de un Contrato de Interconexión Legado con anterioridad a la	

	conversión de dicho contrato a un nuevo contrato de interconexión, o bien, la celebración o cancelación del contrato de suministro entre un Usuario Final y el Suministrador respectivo.	
iii.	Para efectuar el recálculo de Derechos Financieros de Transmisión Legados Asignados derivado de cada adición o retiro, el CENACE dividirá el consumo observado en un periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en dicho Centro de Carga por el elemento correspondiente del vector de consumo total factible. La cantidad resultante se sumará o se restará al elemento correspondiente del vector de consumo factible del Titular o del Suministrador.	Está pendiente definir qué pasa con aquellos participantes que en ese período ya tenían permiso pero todavía no consumían o generaban. Se sugiere referir esos casos a lo indicado en el permiso.
iv.	Para cada Titular o Suministrador que reporta cambios de Centros de Carga, el NodoP distribuido factible para el punto de destino del Derecho Financiero de Transmisión y la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión será ajustada conforme al nuevo vector de consumo factible.	
v.	El NodoP distribuido factible para el punto de origen del Derecho Financiero de Transmisión no se ajusta.	
vi.	Cuando tenga lugar la creación o cancelación de Derechos Financieros de Transmisión Legados, cuando no se compense por la asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados a otro Participante del Mercado, los Derechos Financieros de Transmisión cancelados, o bien, los Derechos Financieros de Transmisión equivalentes al inverso de los Derechos Financieros de Transmisión asignados serán depositados en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión a que se refiere el numeral 7) inciso g).	
1.3 Subastas		
Reglas		
1)	Disposiciones generales: 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.	
2)	Periodicidad de las Subastas y Períodos de Vigencia:	
a)	En el diseño de PRIMERA ETAPA del mercado, los Derechos Financieros de	Se recomienda que el plazo sea 20 años

	Transmisión solo serán comprados en subastas centralizadas anuales, con plazos de vigencia de un año, de tres años y de diez años.	
b)	En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se introducirán subastas mensuales de reconfiguración que asignarán la compra de:	
	i. Derechos Financieros de Transmisión para el mes siguiente y	
	ii. Derechos Financieros de Transmisión para el resto del año	
3)	Ofertas de Compra en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión:	
a)	Las ofertas de Compra en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión consistirán en la oferta de precios por una cantidad de Derechos Financieros de Transmisión entre cualquier NodoP de origen y cualquier NodoP de destino. La combinación entre origen y destino será libremente escogida por el Participante del Mercado; no habrá limitaciones en los pares por los que se puede pujar.	
b)	Las ofertas de Compra negativas serán permitidas en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión, con sujeción al cumplimiento de requisitos de crédito y garantías por parte de los postores.	
c)	Los Participantes de Mercado pueden presentar tantas ofertas de Compra como lo deseen, incluyendo múltiples ofertas a diferentes precios para el mismo par de origen y destino.	
d)	Con la finalidad de evitar la saturación de la capacidad del software, en las disposiciones operativas se establecerá un cargo por oferta.	
4)	Adjudicación en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión de hasta tres años:	
a)	Para la subasta de Derechos Financieros de Transmisión, el CENACE utilizará un modelo de Flujo Óptimo de Potencia, similar al empleado en el proceso de optimización del despacho en tiempo real.	
b)	El modelo de red representará al Sistema Eléctrico Nacional con las condiciones operativas de red, carga y generación previstas durante cada bloque de tiempo y cada temporada del período de vigencia. En la medida de lo posible, este modelo deberá igualarse al modelo de transmisión utilizado para evaluar la viabilidad de los programas de despacho para el Mercado de un Día en Adelanto, cuyos precios serán utilizados para liquidar los Derechos Financieros de Transmisión; por ejemplo, el modelo deberá incluir la misma red eléctrica y sus restricciones operativas.	

c)	Las Disposiciones Operativas establecerán reglas relativas a los supuestos requeridos para utilizar este modelo de red eléctrica de transmisión para efectos de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión, entre las que se incluirán:	
i.	Lineamientos sobre los elementos de la red eléctrica que se asumirán fuera de servicio.	
ii.	Configuración de equipos para el control de flujos de potencia (si se hubiesen incorporado a la red eléctrica).	
iii.	Supuestos de recirculaciones de flujos de potencia.	
d)	Cada postura para comprar un Derecho Financiero de Transmisión será representada como una inyección en el NodoP de origen para el Derecho Financiero de Transmisión y un retiro en el NodoP de destino por la cantidad de MW previstas en el Derecho Financiero de Transmisión en un bloque de tiempo dado y una temporada dados. No se permitirá hacer ofertas diferenciadas por año en la subasta de tres años.	
e)	Para hacer una postura para vender un Derecho Financiero de Transmisión, el Participante del Mercado ofrecerá comprar un DFT con el NodoP de origen y el NodoP de destino en posición inversa al Derecho Financiero de Transmisión que se desea vender. Cuando el Participante del Mercado posea de dos Derechos Financieros de Transmisión equivalentes con los NodosP de origen y destino en posición inversa, el CENACE registrará la cancelación de ambos.	
f)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados serán representados como inyecciones y retiros fijos en el modelo de flujos de potencia.	
i.	Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que se hayan convertido a Contratos de interconexión sujetos a las Reglas de Mercado, así como los Suministradores Básicos, podrán ofrecer en venta sus Derechos Financieros de Transmisión.	
ii.	Los Derechos Financieros de Transmisión de los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que no han convertido sus Contratos de Interconexión, permanecerán como inyecciones y retiros fijos en el modelo de flujo de potencia.	
iii.	La cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión a que se refiere el numeral 7) inciso g) de la sección anterior, hará ofertas para vender cada Derecho Financiero de Transmisión que posee, a precio cero, en las subastas de Derechos	

Financieros de Transmisión.	
g)	El software de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión despachará las ofertas de compra y venta de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión con el fin de maximizar el bienestar social, sujeto al requisito de factibilidad simultánea de los flujos de potencia asociados a las ofertas de compra y venta aceptadas.
h)	El software de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión incluirá un modelo de red diferente para cada bloque de tiempo y para cada temporada del período de vigencia. Por ejemplo, en la subasta de un año, se abarcan 4 temporadas de 6 bloques de tiempo cada una, por un total de 24 modelos de red. En la subasta de tres años, se abarcan 12 temporadas de 6 bloques de tiempo cada una, por un total de 72 modelos de red.
i)	El software de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión realizará una optimización para cada bloque de tiempo y para cada temporada del período de vigencia que se permita ofrecer por separado. Por ejemplo, en la subasta de un año, se abarcan 4 temporadas de 6 bloques de tiempo cada una, por un total de 24 soluciones diferentes. En la subasta de tres años, dado que no se permite ofrecer años por separado, también se realizan 24 soluciones diferentes, de forma que cada una requiere la factibilidad de su solución en tres modelos de red diferentes.
j)	El precio de venta de un Derecho Financiero de Transmisión en la subasta será igual al componente de congestión del precio sombra de energía en el nodo de retiro menos el componente de congestión del precio sombra de energía en el nodo de inyección, ambos determinados en el problema de optimización establecido para la subasta.
k)	Los Participantes del Mercado que compren un Derecho Financiero de Transmisión pagarán el precio de venta del Derecho Financiero de Transmisión que compraron; a los Participantes del Mercado se les pagará el precio de venta de mercado por los Derechos Financieros de Transmisión que venden. El monto total a pagar es el producto del precio del Derecho Financiero de Transmisión, la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (MW) y el número de horas incluidas en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión.
l)	Los pagos por los Derechos Financieros de Transmisión con valor positivo serán pagaderos al CENACE dentro del ciclo normal de facturación, tres días después

	de terminada la subasta. Los pagos por los Derechos Financieros de Transmisión con valor negativo se realizarán por el CENACE en la facturación diaria de los estados de cuenta, en proporción al monto total de los Derechos Financieros de Transmisión durante su vigencia.	
m)	La liquidación de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión típicamente resultará en un residual de liquidación positivo, siempre que los Derechos Financieros de Transmisión Legados sean simultáneamente factibles en el modelo de transmisión usado para las subastas de Derechos Financieros de Transmisión, y exista capacidad adicional disponible antes de ejecutar la subasta.	
n)	Este residual se devolverá a los Participantes del Mercado a través de la cuenta Residual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
5)	Condiciones especiales para las subastas de diez años. En las subastas de diez años aplicarán las consideraciones del numeral anterior, con las siguientes excepciones:	
a)	Solo los Participantes de mercado que hayan sido asignados Contratos de Cobertura basados en Certificados de Energías Limpias mediante las Subastas del Servicio Básico de Largo Plazo podrán hacer ofertas para comprar Derechos Financieros de Transmisión en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión de diez años. Dichas ofertas deberán corresponder a la cantidad del Contrato de Cobertura, el punto de inyección asociado con la Central Eléctrica del Participante del Mercado y el punto de retiro establecido en el Contrato de Cobertura. A fin de evitar incentivos para la cancelación de contratos de Participación de Mercado por aquellos Participantes tenedores de Derechos Financieros de Transmisión que resulten tener valor negativo, dichos Contratos de Cobertura deberán estipular que se cancelarán automáticamente en caso de la cancelación del contrato Participante del Mercado del Generador.	Se recomienda que el período se extienda de 10 a 20 años
b)	La vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión iniciará tres años posteriores al año de la subasta, y seguirá por diez años.	Se recomienda que el período se extienda de 10 a 20 años
c)	Se usarán 24 modelos de red, considerando las 4 temporadas y 6 bloques de tiempo, basados en la configuración de red esperada en el primer año de la vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión. No se tomará en cuenta la expansión de la red programada en años posteriores.	
d)	Se asumirá que los Derechos Financieros de Transmisión Legados asignados a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados y a los Suministradores	

	Básicos para el primer año de la vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión de diez años, permanecerán vigentes durante dicho plazo. Como excepción, el CENACE podrá asumir la cancelación o rechazo de Derechos Financieros de Transmisión con valor esperado negativo.	
e)	En el modelo utilizado para la asignación de Derechos Financieros de Transmisión a diez años, se incluirán todas las ofertas recibidas en la iteración más reciente de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión a tres años. Dichas ofertas no resultarán en la asignación de Derechos Financieros de Transmisión a algún Participante del Mercado; tienen el propósito de evitar que los precios de Derechos Financieros de Transmisión otorgados por diez años resulten menores a su verdadero valor como resultado de la participación restringida en dichas subastas.	Se recomienda que el período se extienda de 10 a 20 años
f)	En cada subasta, el CENACE solo hará disponible el 20% de la capacidad esperada de la red. Para tal efecto, cada oferta de Derechos Financieros de Transmisión, con excepción de las ofertas contempladas en el inciso anterior, se multiplicará por cinco antes de verificar su factibilidad en el modelo de red.	¿El valor de 20% es suficiente?
6)	Derechos a los Ingresos de las Subastas (DIS): En el mercado de SEGUNDA etapa, los Derechos Financieros de Transmisión Legados en posesión de los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que hubieran convertido sus Contratos de Interconexión sujetos a las Reglas del Mercado, así como los Derechos Financieros de Transmisión Legados en posesión de Suministradores Básicos, se convertirán en Derecho a Ingresos por Subastas.	
a)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados entregados a estos Participantes del Mercado no serán representados como inyecciones y retiros fijos en el modelo de flujo de potencia usado para las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
b)	Los Derechos Financieros de Transmisión Legados que correspondan a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que no han convertido sus Contratos de Interconexión continuarán siendo representados como inyecciones y retiros fijos en el modelo de flujo de potencia usado para las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
c)	Los Participantes del Mercado poseedores de Derecho a Ingresos por Subastas podrán pujar por los Derechos Financieros de Transmisión correspondientes a los Derechos a Ingresos por Subastas que posean.	

d)	Los Participantes del Mercado poseedores de Derechos a Ingresos por Subastas recibirán los ingresos de la subasta correspondiente a los Derechos a Ingresos por Subastas que posean.	
e)	Los Derechos a Ingresos por Subastas no serán vendidos a los Participantes del Mercado en la subasta; serán estrictamente un sustituto de los Derechos Financieros de Transmisión Legados que fueron distribuidos originalmente.	
1.4 Fondeo de la expansión de la transmisión y la distribución		
Reglas		
1)	Los Participantes del Mercado deberán pagar por la expansión de las redes de transmisión y distribución, cuando elijan conectar Centros de Carga o interconectar Centrales Eléctricas, a la red Nacional de Transmisión, o para mejorar la capacidad de entrega; siempre que no se encuentren considerados en el Programa de Expansión y Modernización de la Red Nacional de Transmisión.	
2)	Los Participantes del Mercado recibirán Derechos Financieros de Transmisión por una cantidad equivalente a la capacidad decremental creada en el Sistema Eléctrico Nacional. Las disminuciones de capacidad serán calculadas como sigue:	
a)	El CENACE calculará el conjunto total de los Derechos Financieros de Transmisión asignados en la subasta de Derechos Financieros de Transmisión previa, incluyendo los Derechos Financieros de Transmisión subastados, los Derechos Financieros de Transmisión Legados y los Derechos Financieros de Transmisión previamente otorgados a Participante del Mercado por expansiones de las redes de transmisión y distribución, para cada temporada y cada bloque de tiempo.	
b)	El CENACE preparará un nuevo modelo de red basado en el Sistema Eléctrico Nacional después de la instalación de las nuevas obras.	
c)	El CENACE verificará que los vectores de inyecciones y retiros asociados con los Derechos Financieros de Transmisión pre existentes, continúen siendo factibles en el nuevo modelo de red. Si lo son, no habrá capacidad decremental.	
d)	Si los Derechos Financieros de Transmisión pre existentes no continúan siendo factibles, el CENACE resolverá una optimización en la que la función objetivo es minimizar los MW totales de las variaciones de los vectores de Derechos Financieros de Transmisión pre existentes, sujeto a encontrar una solución factible. La diferencia entre la solución factible y los vectores de los Derechos	

Financieros de Transmisión pre existentes es la capacidad decremental.	
3)	Los Participantes del Mercado recibirán Derechos Financieros de Transmisión por el equivalente a la capacidad incremental creada en el Sistema Eléctrico Nacional. La capacidad incremental se calculará de la siguiente manera.
a)	El Participante del Mercado deberá especificar la combinación deseada de origen/destino. El origen y/o el destino podrán ser NodosP distribuidos.
b)	El CENACE preparará un modelo de red basado en el Sistema Eléctrico Nacional antes de la instalación de nuevas obras y preparará vectores para el conjunto total de Derechos Financieros de Transmisión asignados después de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión previa, incluyendo Derechos Financieros de Transmisión subastados, Derechos Financieros de Transmisión Legados y Derechos Financieros de Transmisión previamente otorgados a Participantes del Mercado por expansiones de las redes de transmisión y distribución.
c)	El CENACE calculará la capacidad existente disponible entre el origen y el destino para cada temporada y cada bloque de tiempo, usando el modelo de red y el despacho previamente descritos mediante el incremento de inyecciones en el origen y de retiros en el destino hasta que la solución deje de ser factible.
d)	El CENACE preparará un nuevo modelo de red basado en el Sistema Eléctrico Nacional después de la instalación de nuevas obras.
e)	El CENACE calculará un despacho inicial, añadiendo la capacidad decremental calculada en el punto 2 d) al despacho calculado en el punto 3 c).
f)	A partir del despacho inicial calculado conforme a lo previsto en el punto 3 e), el CENACE continuará incrementando inyecciones en el origen y retiros en el destino hasta que la solución deje de ser factible. El incremento neto en las inyecciones y retiros es la capacidad incremental neta.
4)	Los Derechos Financieros de Transmisión otorgados bajo estos términos tendrán una vigencia de 30 años.
2.	Mercado de Potencia
Crear un sistema que no está probado podría no dar una señal para las inversiones. Revisar aquellos Mercados de Potencia existentes (como el inglés) con esquemas conocidos rentables y que posibilidad que sean	

	bancables
2.1 Disposiciones Generales	
Reglas	
1) El requerimiento de Potencia es una herramienta de Confiabilidad que tiene como objetivo cumplir requisitos mínimos de planificación de reservas.	
a) La CRE establece dos requerimientos regulatorios:	
i. Requisitos para obtener Potencia. Todas las Entidades Responsables de Carga (Suministradores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado) estarán obligadas a comprar una cantidad de Potencia que corresponde a los Centros de Carga que representan. Dicha cantidad será establecida por la CRE, y podrá ser expresado como un porcentaje de su demanda máxima o de su demanda en las horas críticas para el sistema. El CENACE será responsable de calcular el valor de la obligación específica de cada Entidades Responsables de Carga, con base en los requisitos emitidos por la CRE.	
ii. Requisitos para contratar Potencia a futuro. Todos los Suministradores deben entrar en contratos para fijar los términos de la compra de Potencia a lo largo de un periodo extendido. El CENACE será responsable de calcular el valor de la obligación específica de cada Suministrador, con base en los requisitos emitidos por la CRE y en congruencia con las Reglas del Mercado.	
b) Las Entidades Responsables de Carga cumplirán con su obligación de adquirir Potencia exclusivamente a través del mercado de Potencia y/o de contratos de Potencia reportados al CENACE. Los Entidad Responsable de Carga que tienen una obligación de contratar Potencia a futuro (específicamente, los Suministradores), podrán cumplir esta obligación mediante contratos negociados bilateralmente o mediante contratos obtenidos en las Subastas para el Suministro Básico.	
c) A través del mercado de Potencia, el CENACE realizará transacciones de Potencia para el año inmediato siguiente. Con posterioridad al año, el CENACE liquidará los pagos de Potencia que corresponden a las transacciones realizadas para dicho año.	

d)	Asimismo, los Participantes del Mercado podrán realizar transacciones bilaterales de Potencia a fin de liquidar las diferencias entre las cantidades asignadas en el mercado de Potencia y las cantidades producidas o requeridas.	
2)	Interacción con precios de escasez graduales de reservas. El Mercado Eléctrico Mayorista incluirá en su versión de SEGUNDA ETAPA, y podrá incluir en su versión de PRIMERA ETAPA, precios de escasez graduales de reservas como resultado de la Curva de Demanda de Reservas Operativas descrita en el Manual Prácticas de Mercado correspondiente. Dos resultados posibles de los precios de escasez gradual de reservas son:	
a)	Los Precios Netos de Potencia pueden tender a cero, si el ingreso proporcionado por el Mercado de un Día en Adelanto incluyendo a los precios de escasez graduales de reservas, es suficiente para cubrir los Precios de Cierre de Potencia.	
b)	La CRE podrá optar por establecer los requisitos de Potencia en cero, si existe evidencia de que los ingresos proporcionados por los precios de escasez graduales de reservas están atrayendo suficiente inversión en la capacidad de generación, y particularmente si los pagos de los Precios Netos de Potencia reflejan ineficiencias y distorsiones en dicho mecanismo.	El cargo por capacidad lo puede retirar la CRE dado que es factible que opte por establecer los requisitos de Potencia en cero cuando exista evidencia de que los ingresos proporcionados por los precios de escasez graduales de reservas están atrayendo suficiente inversión. Lo anterior afecta el financiamiento de los proyectos dado que los acreedores (bancos) no cuentan con elementos objetivos que les permitan tener certeza de hasta qué momento contarán con los ingresos por capacidad.
3)	Definición de capacidad y Potencia.	
a)	La capacidad se refiere a la cantidad de potencia (en Megawatts) que una central eléctrica o Recurso de Demanda Controlable es físicamente capaz de producir. La capacidad se mide en dos términos diferentes:	
i.	La capacidad instalada se refiere a la cantidad esperada de potencia que una central eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñado para producir. La capacidad instalada se verificará por la CRE.	
ii.	La capacidad entregada se refiere a la cantidad de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso	

	a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional en un año dado. Dicha cantidad se calculará por el CENACE después de cada año en los términos de estas reglas del mercado.	
iii.	A su vez, la capacidad entregada se calcula con base en dos componentes: la disponibilidad de entrega física y la disponibilidad de producción física.	
b)	La Potencia se refiere a un producto comercial que los Generadores pueden ofrecer vender, mediante el cual adquieren la obligación de asegurar la disponibilidad de la capacidad física y ofrecer la energía correspondiente al Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.	
c)	Para ofrecer Potencia al mercado de Potencia, los Generadores y los representantes de los Recursos de Demanda Controlable se someterán a la verificación de que la capacidad instalada por parte de la CRE.	
d)	En caso de vender Potencia el Generador adquiriere una obligación para producir la capacidad entregada correspondiente; en caso de no producirla u obtenerla de otra fuente, se sujetará a las sanciones por el incumplimiento de obligaciones de Potencia.	
4)	La cantidad de capacidad entregada de cada Central Eléctrica se definirá de acuerdo con los siguientes criterios.	
a)	La capacidad entregada de cada central eléctrica y Recursos de Demanda Controlable se calculará anualmente.	
b)	La capacidad entregada de una central eléctrica o Recursos de Demanda Controlable en un año dado es el menor entre la disponibilidad de producción física y la disponibilidad de entrega física en dicho periodo.	
c)	Disponibilidad de producción física: El CENACE aplicará la siguiente metodología para calcular la disponibilidad de producción física de cada Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada en cada año:	Le añade incertidumbre. ¿A qué precio te remunera? ¿Es en base a la tecnología marginal?
i.	La disponibilidad de producción física se basará en la disponibilidad de generación promediada en las 50 horas críticas del sistema eléctrico correspondiente, las cuales se determinarán al terminar cada año, en los siguientes términos:	

a.	Para los años 2016 y 2017, las 50 horas críticas serán las 50 horas de demanda máxima del sistema eléctrico correspondiente.	
b.	Para el año 2018 en adelante, las 50 horas críticas serán las 50 horas de menores reservas totales de generación en el sistema eléctrico correspondiente. El CENACE calculará las reservas totales de generación de acuerdo con lo siguiente:	
(i)	Para cada hora del año, el CENACE calculará la disponibilidad total de generación en cada sistema eléctrico. La disponibilidad total de generación incluirá las capacidades máximas de generación de las centrales eléctricas firmes que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real, menos la parte de dichas capacidades que no haya estado disponible ante la instrucción de despacho del CENACE, más la generación real de las centrales eléctricas intermitentes.	
(ii)	Asimismo, para cada hora del año, el CENACE calculará la demanda firme en cada sistema eléctrico, definida como la demanda total observada menos las capacidades máximas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que se ofrezca al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real más la cantidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que el CENACE despachó para su activación.	
(iii)	Por último, el CENACE calculará las reservas totales de generación en cada hora en cada sistema, siendo esto la disponibilidad total de generación menos la demanda firme.	
(iv)	El CENACE hará público sus pronósticos de las reservas totales de generación en cada hora en cada sistema, así como sus componentes. Dicho pronóstico será de carácter informativo.	
ii.	Para las centrales eléctricas firmes, la disponibilidad de producción física incluirá las capacidades máximas de generación de las Centrales Eléctricas que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real, menos la parte de dichas capacidades que no haya sido	

	disponible ante la instrucción de despacho del CENACE, promediada en las 50 horas críticas en el sistema eléctrico correspondiente durante el año anterior.	
iii.	La disponibilidad de producción física de las centrales eléctricas intermitentes se basará en la generación histórica promediada en las 50 horas críticas en el sistema eléctrico correspondiente durante el año anterior.	
iv.	Para efectos de lo anterior, las Centrales Eléctricas deberán designarse como firme o intermitente durante el proceso de registro, de acuerdo con los criterios establecidos en las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista aplicables al registro de activos.	
v.	La disponibilidad de producción física de los recursos de energía limitada, como las hidroeléctricas con embalse, se basarán en los mismos criterios que las demás Centrales Eléctricas, dado que cualquier indisponibilidad por limitaciones de energía se contabilizarán a través de esos criterios. El cálculo de los costos de oportunidad de estos recursos tomarán en cuenta la necesidad de mantener la disponibilidad de dicha energía en las horas críticas del sistema.	
vi.	La disponibilidad de producción física de los Recursos de Demanda Controlable se calcularán en los siguientes términos:	
a.	Cuando un Recurso de Demanda Controlable se despacha por el CENACE, no se le calculará una disponibilidad de producción física, ya que dicha capacidad se refleja en reducción en la demanda y, por ende, las obligaciones de Potencia de la Entidad Responsable de Carga que lo representa.	
b.	Por otra parte, el CENACE calculará la disponibilidad de producción física de los Recursos de Demanda Controlable que no fueron despachados, con base en la disponibilidad de Demanda Controlable histórica promediada en las 50 horas críticas en el sistema eléctrico correspondiente durante el año anterior. Para cada hora, dicha disponibilidad de producción física se calculará como las capacidades de Demanda Controlable que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real, menos la parte de dichas capacidades que haya recibido una instrucción	

de despacho del CENACE.		
vii.	El CENACE supervisará el desempeño real y reducirá la disponibilidad de producción física de Centrales Eléctricas que no cumplan con los requisitos de desempeño establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado. Para tal efecto:	
a.	El CENACE podrá emitir instrucción de despacho a las Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizada, aun cuando no corresponda a la asignación y despacho de menor costo, para comprobar la disponibilidad de la capacidad ofrecida. Los Generadores tendrán derecho a Garantía de Suficiencia de Ingresos cuando cumplan estas instrucciones.	
b.	En caso que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada no demuestre la capacidad ofrecida, ya sea mediante una prueba específica o el despacho normal, el CENACE reducirá su disponibilidad de producción hasta en tanto se proporcione evidencia de la existencia de dicha capacidad. Asimismo, reportará dichos resultados a la CRE, la cual podrá reducir la capacidad instalada del recurso.	
a)	Disponibilidad de entrega física. El CENACE calculará la disponibilidad de entrega de cada punto de interconexión de cada central eléctrica, en los términos definidos en los manuales de prácticas del mercado. Para dichos efectos:	
i.	El cálculo se basará en las horas críticas del sistema.	
ii.	Cuando las capacidades de entrega de un punto de interconexión o un conjunto de puntos sea menor al total de las capacidades entregadas en cada punto o grupo de puntos, las capacidades de entrega se asignarán a las centrales eléctricas en orden de su fecha de interconexión.	
iii.	Se supondrá que los Recursos de Demanda Controlable son entregables por su capacidad completa, excepto cuando la reducción de demanda en un punto específico resulta en una reducción de la capacidad del sistema para recibir inyecciones de generación.	
b)	La CRE verificará la capacidad instalada de cada Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable, teniendo en cuenta los dos factores anteriores. La capacidad instalada no tiene impacto en el cálculo de la capacidad entregada en cada año. La capacidad instalada determina el límite sobre el monto de Potencia que una Central Eléctrica y	

	Recurso de Demanda Controlable podrá ofrecer al mercado de Potencia.	
c)	La Unidad de Vigilancia del Mercado cancelará la certificación de capacidad instalada de los Generadores que reciban pagos por separado de las Entidades Responsables de Carga que tengan el efecto de subsidiar la Potencia y deprimir los precios de Potencia.	
d)	Los demás aspectos de las metodologías necesarias para cálculo de capacidades se definirán en el Manual de Prácticas del Mercado correspondiente.	
5)	Cálculo del Requisito de Potencia:	
a)	La Secretaría establecerá la política de Confiabilidad y, para dichos fines, determinará el límite superior aceptable en la probabilidad de que haya demanda no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, la Secretaría determinará el valor de demanda no suministrado.	
b)	La CRE establecerá los estándares de confiabilidad que serán consistentes con la política de Confiabilidad de la Secretaría.	
i.	La CRE fijará los requisitos de reservas de planeación que se requieren para alcanzar la Probabilidad de Demanda no Suministrada determinada por la Secretaría. Los requisitos de reservas de planeación serán establecidos como un valor fijo para el Sistema Eléctrico Nacional, que solo podrá ser modificado con una anticipación de 3 años o más.	
ii.	La Secretaría calculará un valor indicativo de los requisitos óptimos de reservas de planeación, como un producto de la planificación indicativa de la expansión de generación. El valor indicativo podrá ser presentado como un valor diferente cada año.	
iii.	La CRE traducirá los requisitos de reservas de planeación en una función que determine los requisitos de Potencia para cada Entidad Responsable de Carga. En caso que los requisitos de reservas de planeación se basen en valores de capacidad instalada de placa para ciertas Centrales Eléctricas, los requisitos de Potencia deberán tomar en cuenta que dicho producto corresponde a la capacidad física de producción de cada central, la cual será menor a la capacidad de placa cuando existen periodos de indisponibilidad.	
iv.	Los requisitos de Potencia de las Entidades Responsables de Carga podrán tomar en cuenta la región o la clase de usuario, pero no se establecerán para usuarios individuales.	

6)	Generación distribuida.	
a)	Las Centrales Eléctricas Distribuidas solo pueden contribuir al mercado de Potencia mediante la reducción de la demanda neta de las Entidades Responsables de Carga que las representan en el Mercado Eléctrico Mayorista, y por lo tanto, de la obligación de dichas Entidades Responsables de Carga.	
b)	El cálculo de la demanda neta de las Entidades Responsables de Carga se basará en datos históricos reales; no se tomarán en cuenta las contribuciones esperadas o pronosticadas de Generación Distribuida.	
c)	Los Suministradores Básicos están obligados a pagar a las Centrales Eléctricas Distribuidas su potencia a valor de mercado en los términos que defina la CRE, mientras que los Suministradores Calificados podrán pactar libremente el precio que pagan por la Potencia de las Centrales Eléctricas Distribuidas. Las cantidades y los precios pagados por los Suministradores a los Generadores Distribuidos no serán del conocimiento del CENACE y no constituyen un insumo para el mercado de Potencia.	
d)	Las Centrales Eléctricas cuyos propietarios deseen vender Potencia en el mercado de Potencia deben obtener permiso de la CRE y deben ser representadas por Generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
e)	Las Centrales Eléctricas representadas por Generadores no serán consideradas como Generación Distribuida, incluso cuando sean menores a 500 kW y estén conectadas a circuitos de distribución con una alta concentración de carga.	
2.2	Mercado de Potencia	
	Reglas	
1)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, la cual será aplicable en el año 2016, se utilizarán precios administrados de Potencia, determinados conforme a los Manuales de Prácticas del Mercado.	
2)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, la cual será aplicable en el año 2016, los precios administrados de Potencia se pagarán a cada Generador por la siguiente cantidad de Potencia:	
a)	La cantidad total de su Capacidad entregada en 2016,	
b)	Dividida por la cantidad total de Capacidad entregada en 2016 por todos los Generadores,	

c)	Multiplicada por el total de los requisitos de adquisición de Potencia que determine la CRE.	
3)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, la cual será aplicable en el año 2016, los precios administrados de Potencia se cobrarán a cada Entidad Responsable de Carga por la cantidad de Potencia que, de acuerdo con los requisitos establecidos por la CRE, dicha Entidad Responsable de Carga tiene un requisito de adquirir.	
4)	Para el mercado de SEGUNDA ETAPA, aplicable a partir del año 2017, se seguirá el procedimiento de cálculo de precios que se describe a continuación. Quedará estrictamente prohibido el uso de precios administrados de 2017 en adelante, por lo cual, en caso de no implementarse el mercado de SEGUNDA ETAPA para 2017, se aplicarán precios de cero hasta su implementación.	Se considera que no da certidumbre.
5)	El mercado de Potencia se operará de forma independiente para cada Sistema Eléctrico, sin abarcar los Pequeños Sistemas Eléctricos. Específicamente, se operará un mercado de Potencia individual el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California y el Sistema Interconectado Baja California Sur. En caso que dichos sistemas se interconecten entre ellos, los respectivos mercados de Potencia individuales se combinarán.	
6)	Determinación del Precio Máximo del mercado de Potencia.	
a)	Con base en las obligaciones totales de Potencia calculados por el CENACE a partir de los requisitos establecidos por la CRE, el CENACE construirá una curva de demanda virtual de Potencia:	
i.	El CENACE identificará una tecnología de generación como referencia, la cual será la fuente marginal de nueva Potencia que minimice los costos de generación y capacidad del sistema en el largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional. Esta tecnología de referencia marginal debe ser consistente con la planeación indicativa de generación desarrollada por la Secretaría.	
ii.	Se estimarán los costos fijos nivelados por año (amortización y financiamiento de inversiones, y los gastos de mantenimiento que no varían en función de la producción) para esta tecnología de generación bajo las condiciones previstas. Esta estimación debe ser consistente con la planificación de la generación indicativa desarrollada por la Secretaría.	

iii.	La curva de demanda se anclará a un precio igual a los costos fijos nivelados de la tecnología arriba mencionada, en una cantidad igual a las obligaciones totales de Potencia calculados por el CENACE con base en los requisitos establecidos por la CRE, y a partir de los pronósticos de demanda eléctrica para el siguiente año utilizados en la planeación indicativa de generación.	
iv.	La curva de demanda tendrá un precio cero en la cantidad equivalente a 2.5 veces las obligaciones totales de Potencia, menos 1.5 veces la carga eléctrica máxima pronosticada. Los factores de 2.5 y 1.5 se podrán ajustar en las Disposiciones Operativas del Mercado.	
v.	La curva de demanda será una línea que contiene los dos puntos anteriores, trazada hasta la cantidad en el que el precio es equivalente al costo fijo nivelado de una Central Eléctrica de emergencia, por ejemplo, un conjunto de generación diésel móvil.	
vi.	La curva de demanda se extenderá desde el punto de precio cero a que se refiere el inciso (iv) anterior, para todas las cantidades mayores a dicho punto.	
vii.	La curva de demanda se extenderá desde el punto de precio de Central Eléctrica de emergencia a que se refiere el inciso (v) anterior, para todas las cantidades menores a dicho punto.	
b)	El CENACE construirá una curva de oferta esperada para la Potencia:	
i.	El CENACE compilará la capacidad instalada de generación existente, por Central Eléctrica y por Recursos de Demanda Controlable, con base en las cantidades certificadas por la CRE.	
ii.	El CENACE estimará la capacidad instalada prevista en las nuevas Centrales Eléctricas que operarán en el año siguiente, basado en la planificación indicativa de la generación preparada por la Secretaría y considerando la tasa histórica de fallas de cada tecnología de Central.	
iii.	La curva de oferta se anclará a un precio igual al costo fijo no hundido de la tecnología de referencia (incluye los gastos de mantenimiento que no varían en función de la producción, y excluye la amortización y financiamiento de inversiones) y a una cantidad igual a la capacidad instalada existente más la capacidad instalada esperada como se define en los dos puntos anteriores.	

iv.	La curva de oferta será vertical desde el punto de ancla mencionado en el inciso anterior hasta el costo fijo nivelado de una Central Eléctrica de emergencia, por ejemplo, un conjunto de generación diésel móvil. La curva será horizontal desde este punto y para cantidades mayores.	
v.	La curva de oferta será horizontal desde el punto de ancla mencionado en el inciso iii y para cantidades menores.	
c)	El CENACE calculará el punto de intersección entre dichas curvas de oferta y demanda para determinar el precio máximo de Potencia.	
i.	Cabe señalar que el precio máximo de Potencia se calcula sin tomar en cuenta las ofertas de precio recibidas de los Generadores y Recursos de Demanda Controlable.	
7)	Determinación del precio de cierre del mercado de Potencia.	
a)	El CENACE solicitará ofertas de los recursos para contratar la provisión de Potencia en el año siguiente. Los Generadores y los Recursos de Demanda Controlable ofrecerán cantidades de Potencia (Megawatts) con base en sus propias estimaciones de su disponibilidad esperada.	
b)	El CENACE resolverá un nuevo cálculo de la intersección entre oferta y demanda, donde:	
i.	La curva de oferta será construida con base en las ofertas recibidas de los Generadores.	
ii.	La curva de demanda inicia en un punto que tiene precio cero y cantidad igual al requisito total de Potencia.	
iii.	La curva de demanda será vertical hasta tal precio en el que existan ofertas de Recursos de Demanda Controlable Garantizada en cada zona y reflejarán una reducción en cantidad demandada que corresponda a los precios de dichas ofertas; la curva de demanda será vertical en la cantidad después de restar todas las ofertas Recursos de Demanda Controlable, hasta el precio máximo de Potencia calculado en los términos del numeral anterior. La curva de demanda será horizontal en este precio hasta la cantidad de cero.	
c)	Si las ofertas totales son insuficientes para cubrir las obligaciones totales de Potencia, el precio de cierre del mercado de Potencia será igual al precio máximo de Potencia y las obligaciones totales de Potencia no serán satisfechas en el mercado de Potencia.	

d)	Si las ofertas totales son mayores a las obligaciones totales de Potencia, el precio de cierre del mercado de Potencia será menor o igual al precio máximo de Potencia y las obligaciones totales de Potencia serán satisfechas en el mercado de Potencia.	
e)	A todos los Generadores y Recursos de Demanda Controlable cuyas ofertas son aceptadas tendrán el derecho y la obligación de vender Potencia a través del mercado de Potencia durante el año siguiente.	
f)	Los Recursos de Demanda Controlable cuyas ofertas sean aceptadas serán considerados como Recursos de Demanda Controlable Garantizada y se sujetarán a las obligaciones de oferta consideradas en la Ley y descritas en las disposiciones relativas a la vigilancia del mercado.	
8)	Cálculo del precio neto de Potencia. Durante el mes de enero del año posterior al año de entrega de Potencia, el CENACE calculará y publicará el precio neto de Potencia, del año anterior transcurrido:	
a)	El CENACE estimará los costos variables de la tecnología de generación de referencia, excluyendo los costos de arranque y los costos de operación en vacío. Esta estimación debe ser consistente con la planificación de la generación indicativa preparada por la Secretaría.	
b)	Para efectos del siguiente cálculo, el CENACE determinará los Precios Marginales Locales ponderados en el año anterior. Dichos Precios Marginales Locales ponderados se basará en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto para los NodoP del Sistema Eléctrico Nacional, y se ponderarán de acuerdo con la entrega física de energía en cada uno de estos NodoP.	
c)	El CENACE calculará el número de horas en el año en que el Precio Marginal Local ponderado del Mercado del Día en Adelanto haya resultado mayor al costo variable de la tecnología de generación de referencia.	
d)	El CENACE calculará el ingreso total derivado de la venta de un 1 MW en el Mercado del Día en Adelanto en todas las horas en las cuales el Precio Marginal Local ponderado del Mercado del Día en Adelanto estuvo por arriba del costo variable de la tecnología de generación de referencia.	
e)	El CENACE calculará el costo variable de operación total derivado de la generación de 1 MW en todas las horas en las cuales el Precio Marginal Local del Mercado ponderado del Día en Adelanto estuvo por arriba del costo variable de la tecnología de generación de referencia.	

f)	El CENACE calculará la diferencia entre el ingreso total y el costo variable total calculado en los dos puntos anteriores. Esta diferencia es la renta en el mercado promedio para la tecnología de generación de referencia.	
g)	El Precio de Cierre del mercado de Potencia menos el promedio de la renta en el mercado por MW-año, o cero, el que sea mayor, es el precio neto de Potencia.	
h)	El precio de cierre del mercado de Potencia, como se determinó en la sección previa, no será recalculado en este proceso; se respetará el valor calculado antes del año de operación respectivo.	
9)	Contratación bilateral de Potencia. Los Participantes del Mercado podrán realizar contratos bilaterales para la compraventa de Potencia. Una Entidad Responsable de Carga puede comprar Potencia mediante contratos bilaterales antes de la realización del mercado de Potencia y posteriormente utilizar dicha Potencia para satisfacer sus obligaciones de Potencia, vía los siguientes mecanismos:	Los Suministradores Básicos en su calidad de ERC, podrían adquirir Potencia con antelación al funcionamiento del Mercado. ¿Cómo se debe limitar la posibilidad de que cualquier agente económico acapare toda las ofertas de Potencia, ejerciendo una posición dominante en el Mercado de Potencia? No es claro el por qué los Generadores de Intermediación, pudieran adquirir Potencia. La representación que los Generadores de Intermediación hacen de un titular de un Contrato de Interconexión Legado, se entiende que es meramente para fines operativos. De mantenerse esto, ¿bajo qué mandato y con qué recursos un Generador de Intermediación compra Potencia?
a)	Las cantidades consideradas en dichos Contratos Bilaterales deben ser reportadas al CENACE antes de la liquidación del mercado de Potencia.	
b)	Los contratos bilaterales no afectan los precios del mercado de Potencia, porque no son insumos para la creación de la curva de oferta o la curva de demanda.	Las empresas del estado que participan en la generación y además como suministradores públicos o suministradores de último recurso no deberían poder entrar en contratos libres de potencia o CELs entre ellos mismos. Esto disminuiría la demanda de ambos productos en las subastas y por lo
c)	La compensación estipulada dentro del contrato bilateral no se hace del conocimiento del CENACE.	

	tanto tendería a bajar los precios resultantes de las subastas. Las empresas privadas y del estado que tienen participación en generación y suministro deben subastar también.
d) Para realizar la compensación de cobros que resulte de los contratos bilaterales, el CENACE calculará los siguientes valores. En todo momento evaluará los distintos contratos en el orden en que se reporten al CENACE.	
i. Para cada contrato, se calculará la “cantidad compensable”; esto es igual al menor que resulte de:	
a. La cantidad contratada,	
b. La cantidad vendida por el Generador al mercado de Potencia, o	
c. La obligación de la Entidad Responsable de Carga.	
En la evaluación de cada contrato, tanto la cantidad vendida por el Generador como la obligación de la Entidad Responsable de Carga se disminuirán por el total de las “cantidades compensables” de los contratos evaluados previamente.	
ii. Para cada contrato, se calculará la “obligación de la Entidad Responsable de Carga asumida por el Generador”; ésta es igual al menor de:	
a. La cantidad contratada menos la cantidad compensable, o	
b. La obligación de la Entidad Responsable de Carga menos la cantidad compensable.	
En la evaluación de cada contrato, la obligación de la Entidad Responsable de Carga se disminuirá por el total de los “cantidades compensables” reportados en todos los contratos y por el total de las “obligaciones de la Entidad Responsable de Carga asumida por el Generador” de los contratos evaluados previamente.	
iii. Para cada contrato, se calculará el “derecho de cobro asumido por la Entidad Responsable de Carga”; esto es igual al menor que resulte de:	
a. La cantidad contratada menos la cantidad compensable, o	
b. La cantidad vendida por el Generador al mercado de Potencia	

	menos la cantidad compensable.	
	En la evaluación de cada contrato, el monto vendido por el Generador se disminuirá por el total de los “montos compensables” reportados en todos los contratos y por el total de los “derecho de cobro asumido por la Entidad Responsable de Carga” de los contratos evaluados previamente.	
	iv. Para cada contrato, se calculará el “monto contratado a liquidarse a precio de mercado”; esto es igual al monto contratado menos la suma de la cantidad compensable, la obligación de la Entidad Responsable de Carga asumida por el Generador y el derecho de cobro asumido por la Entidad Responsable de Carga. Este monto representa la parte de los contratos bilaterales que no corresponden a las ventas del Generador al mercado de Potencia ni a las obligaciones de la Entidad Responsable de Carga.	
10)	Cálculo de cantidades brutas y netas contratadas en el mercado de Potencia:	
	a) Mediante la intersección de oferta y demanda utilizada para calcular los precios de Cierre del mercado de Potencia, el CENACE calculará la Potencia bruta adquirida por el mercado de Potencia; esta será igual o menor al valor esperado de las obligaciones totales de Potencia.	
	b) De la Potencia bruta adquirida por el mercado de Potencia, el CENACE restará la cantidad compensable de los contratos bilaterales que hayan sido reportadas al CENACE. Esta diferencia es la Potencia neta adquirida por el mercado de Potencia.	
	c) La función de la cifra de Potencia neta adquirida por el mercado de Potencia es para asignar a las Entidades Responsables de Carga y a los Generadores la Potencia adquirida en caso de que sea menor a la Potencia demandada.	
	d) La Potencia neta adquirida por el mercado de Potencia se asignará a los Participantes del Mercado de la siguiente manera:	
	i. Primero, se asignará entre las Entidades Responsables de Carga que tengan obligaciones netas. La obligación neta de cada Entidad Responsable de Carga es la obligación original menos la cantidad compensable de sus contratos bilaterales. Si la Potencia neta adquirida es menor a la suma de las obligaciones netas de las Entidades Responsables de Carga, se asignará de manera proporcional de acuerdo a la obligación neta de cada una.	

ii. Segundo, si existe Potencia neta adquirida en exceso de las obligaciones netas de las Entidades Responsables de Carga, dicha Potencia neta adquirida se asignará a los Generadores que tengan “obligaciones de la Entidad Responsable de Carga asumida por el Generador” mediante sus contratos bilaterales. Si la Potencia neta adquirida es insuficiente para cubrir todas estas obligaciones, la asignación será proporcional a las obligaciones asumidas de las Entidades Responsables de Carga por cada Generador.	
11) Pago a los Generadores por Potencia:	
a) La capacidad entregada por cada Central Eléctrica será calculada por el CENACE dentro del primer mes posterior al final de cada año.	
b) Para cada Generador, el CENACE calculará la suma de los siguientes términos. Cuando la suma es positiva el CENACE le pagará al precio neto de Potencia aplicable por ese monto; Cuando la suma es negativa el CENACE le cobrará al mismo precio por dicho monto:	
i. La siguiente diferencia, cuando es positivo:	
a. El menor entre la cantidad vendida por el Generador al mercado de Potencia y la capacidad acreditada,	
b. Menos la cantidad compensable.	
ii. Menos los derechos de cobro cedidos a las Entidades Responsables de Carga.	
iii. Menos la cantidad contratada a liquidarse a precio de mercado.	
iv. Menos la asignación de Potencia neta adquirida para cubrir la “obligación de la Entidades Responsables de Carga asumida por el Generador”.	
c) La Potencia acreditada de cada Generador en exceso de la cantidad vendida en el mercado de Potencia se considerará Potencia excedente. El Generador no recibirá un pago por esta capacidad en el mercado de Potencia.	
d) La obligación de Potencia no cubierta de cada Generador será igual a la siguiente suma:	
i. La deficiencia, cuando la Potencia acreditada resulte menor al monto vendido en el mercado de Potencia, más	

ii.	La porción de la “obligación de la Entidades Responsables de Carga asumida por el Generador” que no se cubrió por la asignación de Potencia neta adquirida.	
e)	Cuando un Generador tiene obligaciones no cubiertas, pagará la multa determinada por la CRE.	
12)	Adquisición de Potencia por las Entidades Responsables de Carga:	
a)	La obligación de Potencia para cada Entidad Responsable de Carga se calculará por el CENACE en el primer mes posterior al final de cada año en base a los requisitos establecidos por la CRE y en base a los valores de la demanda observada. Las obligaciones de Potencia se reducirán para reflejar los Recursos de Demanda Controlable de la Entidad Responsable de Carga que respondieron a las instrucciones de despacho del CENACE.	
b)	Para cada Entidad Responsable de Carga el CENACE calculará la suma de los siguientes términos. Cuando la suma es positiva el CENACE le pagará al Precio Neto de Potencia por esa cantidad de Potencia; cuando la suma es negativa el CENACE le cobrará al mismo precio por dicha cantidad de Potencia:	
i.	Los derechos de cobro cedidos a la Entidad Responsable de Carga de los Generadores,	
ii.	más la cantidad contratada a liquidarse a precio de mercado	
iii.	menos la asignación de Potencia neta adquirida para cubrir las Obligaciones Netas de la Entidad Responsable de Carga.	
c)	La obligación de Potencia no cubierta para cada Entidad Responsable de Carga será su obligación de Potencia menos la cantidad compensable de Potencia adquirida por cada Entidad Responsable de Carga mediante transacciones bilaterales con los Generadores menos la asignación de Potencia neta adquirida para cubrir las Obligaciones Netas de la Entidad Responsable de Carga.	
d)	Cuando una Entidad Responsable de Carga tiene obligaciones no cubiertas, pagará la multa que aplique la CRE.	
13)	Desequilibrios entre la cantidad adquirida y la cantidad requerida:	
a)	En todos los casos en que la cantidad de Potencia suministrada es inferior a la cantidad requerida, un Generador o una Entidad Responsable de Carga se sujetarán al pago de una multa en los términos que defina la CRE. Estos casos incluyen los siguientes:	

i.	La cantidad de Potencia que se ofrece al mercado de Potencia fue insuficiente para cumplir con los requisitos esperados, y las Entidades Responsables de Carga no obtuvieron la Potencia mediante contratos bilaterales.	
ii.	La cantidad de Potencia suministrada por los Generadores fue inferior a su venta en el mercado de Potencia, y ellos no obtuvieron Potencia de reemplazo mediante transacciones bilaterales.	
iii.	El requisito real resultó mayor al requisito esperado adquirido en el mercado de Potencia (específicamente, cuando la demanda total del sistema es mayor a la esperada), y las Entidades Responsables de Carga no obtuvieron Potencia de reemplazo mediante transacciones bilaterales.	
b)	Adicionalmente, es posible que la cantidad de Potencia adquirida en el mercado de Potencia sea mayor que la cantidad requerida. Específicamente, esto ocurrirá si la demanda total del sistema es menor de lo pronosticado durante la operación del mercado de Potencia. En este caso, el costo de dicha Potencia se les asignará a las Entidades Responsables de Carga con base en los requisitos totales de Potencia de cada una.	
3.	Mercado de Certificados de Energías Limpias	
Reglas		
1)	El mercado de Certificados de Energías Limpias permitirá la compraventa de un solo tipo de Certificados de Energías Limpias (CEL), de acuerdo con los Lineamientos emitidos por la Secretaría.	
2)	Mercado de Certificados de Energías Limpias de corto plazo: El CENACE operará un mercado spot de Certificados de Energías Limpias con una frecuencia que corresponde a los periodos que establezca la CRE para el cálculo de los Certificados de Energías Limpias a otorgarse y de las obligaciones respectivas.	
a)	Los Participantes del Mercado tenedores de Certificados de Energías Limpias podrán presentar ofertas para vender los Certificados de Energías Limpias a cualquier precio. El CENACE no permitirá que los Participantes del Mercado realicen ofertas de venta de Certificados de Energías Limpias en exceso de la cantidad que, de acuerdo con la información contenida en el registro correspondiente de la CRE, tengan en su posesión.	

b)	Los Participantes del Mercado pueden ofrecer diferentes precios para diferentes bloques de Certificados de Energías Limpias de los que sean titulares.	
c)	Los Participantes del Mercado podrán presentar ofertas para comprar Certificados de Energías Limpias a cualquier precio.	
d)	Los Participantes del Mercado podrán ofrecer diferentes precios para diferentes conjuntos de Certificados de Energías Limpias que deseen comprar.	
e)	Al mediodía, 10 días después del periodo que establezca la CRE para el cálculo de los Certificados de Energías Limpias a otorgarse y de las obligaciones respectivas de los días 20 del primer mes de cada semestre, el CENACE cerrará el mercado a nuevas ofertas y calculará el precio de equilibrio.	
f)	El CENACE notificará a la de los Certificados de Energías Limpias que deberán transferirse entre los registros de los Participantes del Mercado como resultado de las transacciones en el mercado de corto plazo.	Se considera que falta redacción, y que debe decir “El CENACE notificará a la CRE”
3)	Los manuales de prácticas del mercado podrán establecer la operación más frecuente del mercado de Certificados de Energías Limpias de corto plazo.	
4)	Transacciones Bilaterales de Certificados: Cualquier persona puede comprar y vender los Certificados de Energías Limpias a través de transacciones independientes o través de subastas para el servicio básico.	Es importante precisar si CFE puede realizar transacciones independientes de CELs y de ser el caso, definir los términos y condiciones en que lo pueda hacer (CFE Generador-Comercializador le vende a CFE Suministrador de Servicios Básicos). También debe precisarse si las Subastas para el Servicio Básico deben celebrarse exclusivamente para la compra de CELs, ó si también a través de éste mecanismo se pueden vender CELs. De aplicar lo segundo, debe asegurarse que ningún agente económico tome una posición dominante en el mercado de CELs. Entendemos que por definición, CFE (Suministrador Básico) sólo debiera ser comprador de CELs, mas no así CFE Generación.

		Según Bancos, de no modificarse ésta condición, los proyectos eólicos no serían financiados.
a)	La CRE realizará la transferencia de Certificados de Energías Limpias del registro del vendedor al registro del comprador, a petición del primero de los mencionados.	
b)	El CENACE no participará en la liquidación financiera de las transacciones bilaterales de los Certificados de Energías Limpias.	
c)	Para poder llevarse a cabo las transacciones bilaterales de Certificados de Energías Limpias, dichas transacciones deberán estar registrados en el Sistema de Registro de Certificados de Energías Limpias en la CRE y haberse sujetado al proceso que establezca la CRE para su expedición y la transacción deberá estar registrada en dicha Plataforma. Es responsabilidad de las partes a la transacción bilateral realizar el registro correspondiente.	
4.	Subastas de Mediano y Largo Plazo	¿Está atada la energía al CEL? Se sugiere que sea desagregada.
4.1	Estructura de las Subastas	
	Reglas	
1)	Cuatro tipos de Entidades Responsables de Carga podrán participar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo:	
a)	Suministrador Básico.	
b)	Suministrador Calificado.	
c)	Suministrador de Último Recurso.	
d)	Usuario Calificado Participante del Mercado.	
2)	La CRE establecerá requisitos para todos los Suministradores (pero no para los Usuarios Calificados Participantes del Mercado) para celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica que les permitan cubrir sus necesidades esperadas. Estos requisitos cubrirán:	
a)	Energía.	
b)	Potencia.	

c)	Certificados de Energías Limpias.	
3)	Los Suministradores Básicos celebrarán contratos a futuro a través de dos mecanismos:	
a)	Contratos Legados para el Suministro Básico, asignados en los términos del artículo décimo noveno transitorio de la Ley.	
b)	Subastas de Mediano y Largo Plazo realizadas por el CENACE.	
4)	Lineamientos generales:	
a)	El CENACE realizará subastas competitivas periódicas para permitir a los Suministradores Básicos la contratación de los requerimientos de Cobertura establecidos por la CRE de sus Usuarios de Servicio Básico.	
b)	Las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores Básicos pueden participar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo como compradores, si así lo deciden.	
c)	Únicamente los Generadores podrán participar en Subastas de Mediano y Largo Plazo como vendedores; las posiciones “virtuales” no están permitidas en las Subastas de Mediano y Largo Plazo.	
4.2	Subastas de Mediano y Largo Plazo	
	Reglas	
1)	Disposiciones generales:	
a)	Las subastas estarán diseñadas para satisfacer las necesidades de los Suministradores de Servicios Básicos. No obstante, se permitirá la participación de todas las Entidades Responsables de Carga.	
b)	Por lo anterior, los productos comprados y vendidos en las Subastas de Mediano y Largo Plazo pueden no satisfacer las necesidades exactas de otras Entidades Responsables de Carga.	
c)	Las subastas permitirán que la energía, Potencia y energías limpias demandados por las Entidades Responsables de Carga sean considerados como productos uniformes.	
d)	Las subastas resultarán en la asignación de transacciones entre Generadores específicos y Entidades Responsables de Carga específicas. Para tal efecto, se asignarán las cantidades a incluirse en los contratos entre cada Generador y Entidad Responsable de Carga. de manera proporcional a las ventas totales de	

cada Generador y las compras totales de cada Entidad Responsable de Carga. Al participar en la subasta, los Generadores y Entidades Responsables de Carga se comprometen a celebrar los contratos resultantes y a realizar la liquidación de estos contratos directamente entre ellos.	
i. A fin de evitar el uso de un número excesivo de contratos de tamaño reducido, los Manuales de Prácticas del Mercado podrán establecer cantidades mínimas de ofertas en las subastas.	
ii. El requisito de celebrar contratos directamente entre Participantes de Mercado se omitirán en caso que el CENACE, por su cuenta o a través de una asociación o contrato, establezca una cámara de compensación que actúe como contraparte en dichos contratos. En dado caso, los Manuales de Prácticas del Mercado establecerán los términos para la liquidación de cuentas no cobrables y los requisitos adicionales de crédito.	¿Se refiere a una cámara de liquidación?
2) Tipos de Subastas: Habrá dos tipos de Subastas para el Suministro Básico:	
a) Subastas de Mediano Plazo para una Participación de Carga: Su propósito es 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. Lo anterior, sin perjuicio de que los otros ERC y los Generadores participen en dichas subastas con otros objetivos.	Falta definición de “Participación de Carga” o cambiar a minúscula
b) Subastas de Largo Plazo para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias: Su propósito es garantizar una fuente estable de pagos que cubrirán los costos fijos de inversión de nuevas plantas eléctricas, a fin de reducir el riesgo de las nuevas inversiones, a la vez que el costo de cumplimiento de los requisitos de Certificados de Energías Limpias se establezca para los Participantes del Mercado que celebren los contratos resultantes. Lo anterior, sin perjuicio de que los otros ERC y los Generadores participen en dichas subastas con otros objetivos.	¿Habrán subastas diferenciadas para energía? ¿La subasta es bundled para el caso de energía limpia?
3) Subastas de Mediano Plazo para una participación de carga	
a) Periodicidad:	
i. La Subasta se llevará a cabo anualmente o, en caso que los Manuales de Prácticas del Mercado así lo determinen, con mayor frecuencia.	
ii. Los contratos comenzarán el año después de que se llevó a cabo la subasta y tendrán una duración de tres años. Específicamente, una	

	subasta realizada en septiembre de 2016 arrojará como resultado obligaciones contractuales de enero de 2017 a diciembre de 2019.	
b)	Definición inicial de parámetros. Los productos especificarán los siguientes parámetros.	
i.	La zona de carga en la que se basa la transacción. Para tal efecto, el número y definición de zonas será determinado en la disposición operativa correspondiente.	
ii.	El bloque de carga en el que se basa la transacción. Los bloques de carga se definen a continuación.	
c)	Productos ofrecidos por los Generadores:	Son muy riesgosos los bloques fijos. La alternativa mejor sería “take or pay” del total generado.
i.	Energía para cubrir un porcentaje fijo del volumen de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en Bloque de Carga Base en una zona de carga específica en cada hora.	
ii.	Energía para cubrir un porcentaje fijo del volumen de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en Bloque de Carga Intermedio en una zona de carga específica en cada hora.	
iii.	Energía para cubrir un porcentaje fijo del volumen de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en Bloque de Carga Punta en una zona de carga específica en cada hora.	
d)	Parámetros incluidos en las ofertas de venta de los Generadores:	
i.	Precio Fijo por % cubierto de cada producto que pretende vender (Bloque de Carga base, intermedia o punta en cada zona específica).	
ii.	Cantidad ofrecida de cada producto que pretende vender (Bloque de Carga base, intermedia o punta en cada zona específica), expresada como un porcentaje fijo del volumen de carga correspondiente, en incrementos de 1%.	
iii.	Términos que permitan al Generador realizar diferentes ofertas para vender cada uno de los productos incluidos en la subasta, con la condición de que la venta total no rebase la cantidad total que pretende vender. En particular, los Generadores podrán especificar los siguientes términos:	

a.	La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender entre todos los productos.	
b.	La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender en cada bloque de carga, pudiendo ser que la cantidad máxima ofrecida de ciertos bloques sea cero.	
c.	La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender en cada zona de carga, pudiendo ser que la cantidad máxima ofrecida para ciertas zonas sea cero.	
d.	A fin de permitir la aplicación de restricciones expresadas en MW, cuando el contrato se denomina en incrementos porcentuales del volumen de carga en un bloque de carga en una zona de carga específica, los Generadores que deseen utilizar las restricciones mencionadas en este numeral, deberán declarar el número de MW que considera que corresponderá a cada uno por ciento del volumen de carga considerado en cada producto que ofrece vender. Dicha declaración se utilizará con el único fin de asegurar que la cantidad de cada producto asignada a cada Generador no rebase los límites declarados.	
e)	Cálculos para definir los bloques de carga:	
i.	A fin de definir los bloques de carga, se establecerán dos valores fijos de referencia en Megawatts por cada zona de carga:	
a.	El umbral de carga base será el valor en Megawatts que, en el 90% de las horas del año anterior al año de operación, era igual o menor a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga.	
b.	El umbral de carga intermedia será el valor en Megawatts que, en el 10% de las horas en el año anterior al año de operación, fue menor o igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga.	
c.	Los umbrales establecidos en los dos incisos anteriores se podrán modificar mediante los manuales de prácticas del mercado, para su aplicación en las subastas futuras, a fin de que los bloques de carga correspondan al despacho esperado de los distintos tipos de generación.	

ii.	Los productos incluidos en las subastas de Mediano Plazo para una participación de carga se basarán en los siguientes tres cálculos de volumen Total por cada zona de carga:	
a.	Volumen de Carga Base Total por hora: El menor de:	
(i)	La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga en cada hora del año.	
(ii)	El umbral de carga base de la zona de carga.	
b.	Volumen de Carga Intermedia Total por hora: El menor de:	
(i)	La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga menos el umbral de carga base de la zona de carga en cada hora del año.	
(ii)	El umbral de carga intermedia menos el umbral de carga base de la zona de carga.	
c.	Volumen de carga en Hora Punta Total: La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga menos el umbral de carga intermedia de la zona de carga.	
f)	Parámetros incluidos en las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga:	
i.	Las Entidades Responsables de Carga podrán ofrecer los siguientes parámetros:	
a.	Porcentaje que desea contratar de cada bloque de carga en cada zona de carga.	
b.	Precio máximo que pagará, por cada porcentaje adquirido, en cada bloque de carga en cada zona.	
ii.	Las Entidades Responsables de Carga que no sean Suministradores Básicos podrán determinar sus parámetros de oferta libremente.	
iii.	Los Suministradores Básicos realizarán ofertas por las cantidades de energía que determine la CRE.	
iv.	La CRE establecerá precios tope para el Suministrador Básico, para cada producto incluido en las subastas.	
g)	Evaluación de ofertas:	
i.	Las ofertas para energía de base, intermedio y punta en diferentes zonas	

	de carga se evaluarán conjuntamente a fin de permitir que la solución respete las restricciones de cada Participante del Mercado sobre el volumen total de energía en diferentes zonas y en diferentes bloques que está dispuesto a comprar o vender.	
ii.	El problema de optimización permitirá identificar el portafolio que maximice el bienestar social.	
iii.	El precio marginal de cada producto permitirá determinar el precio de mercado pagado y recibido para todas las unidades de dicho producto.	
4)	Subastas de Largo Plazo para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias.	
a)	Periodicidad:	
i.	La Subasta se llevará a cabo anualmente o, en caso que los Manuales de Prácticas del Mercado así lo determinen, con mayor frecuencia.	
ii.	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. Específicamente, una subasta realizada en noviembre de 2015 arrojará como resultado obligaciones contractuales para el periodo comprendido entre enero de 2019 y diciembre de 2028.	Se sugiere que sea a 20 años.
b)	Definición inicial de parámetros.	
i.	La energía limpia y los Certificados de Energías Limpias son productos uniformes, por lo que no se requiere especificar parámetros adicionales.	
ii.	La Potencia especificará el Sistema Eléctrico en el que se entregará.	
c)	Productos ofrecidos por los Generadores:	Crea especulación. Es importante que coincida la capacidad y la energía asociada a la central. En el supuesto de que, no se puedan separar los componentes, resulta necesario aclarar la dinámica de oferta entre Energía, Potencia y CELs, así como el mecanismo de evaluación de los 3 productos, de tal manera que se reconozca la naturaleza de la generación renovable. En el caso de que sí puedan desagregarse los

		componentes de las subastas, tratándose de subastas de energía, se requiere diferencien las tecnologías utilizadas para generar con base de fuentes renovables intermitentes a las de otras energías limpias.
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 Día en Adelanto, vía Transacciones Bilaterales Financieras al NodoP distribuido que representa la distribución promedio de carga en el año anterior a la subasta,	Esto es imposible para las Renovables Intermitentes y en especial para los eólicos que no pueden tener predictibilidad de su generación. Además los costos de balanceo horario serían altísimos para el Generador. En cualquiera de los dos mercados, se debe ofertar en base a horas, lo cual complica mucho a los eólicos, especialmente en el Día de Adelanto. Es necesario tomar períodos más largos con un sistema de banqueo. Según Bancos, de no modificarse ésta condición, los proyectos eólicos no serían financiables.
iii.	Una cantidad fija de Certificados de Energías Limpias en cada año durante la vigencia del contrato.	
d)	Parámetros incluidos en las ofertas de venta de los Generadores - ofertas de Potencia:	
i.	Precio Fijo por MW de Potencia en un Sistema Eléctrico específico que pretende vender.	
ii.	Cantidad ofrecida de Potencia en un Sistema Eléctrico específico, expresada como MW,	
e)	Parámetros incluidos en las ofertas de venta de los Generadores - ofertas de energía limpia:	

i.	Precio por MWh de energía limpia a entregarse en cada hora, donde dicho MWh se entrega vía Transacciones Bilaterales Financieras.	
ii.	Opcionalmente, una relación fija entre la cantidad de Potencia y la cantidad de energía limpia que está dispuesto a vender (por ejemplo, 0.5 MWh de energía limpia en cada hora por cada MW de potencia)	Crea especulación. Es importante que coincida la capacidad y la energía asociada a la central.
iii.	Opcionalmente, el condicionamiento de la oferta en la disponibilidad de Derechos Financieros de Transmisión de diez años.	Se sugiere que sea 20 años
f)	Parámetros incluidos en las ofertas de venta de los Generadores - ofertas de Certificados de Energías Limpias:	
i.	Precio por Certificado de Energías Limpias.	
ii.	Opcionalmente, una relación fija entre la cantidad de Potencia y la cantidad de Certificados de Energías Limpias que está dispuesto a vender, o bien, una relación fija entre la cantidad de energía limpia y la cantidad de Certificados de Energías Limpias que está dispuesto a vender.	
g)	Parámetros incluidos en las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga:	
i.	Las Entidades Responsables de Carga podrán ofrecer los siguientes parámetros:	
a.	Cantidad (en MW) de Potencia que desea contratar en un Sistema Eléctrico específico.	
b.	Precio máximo que pagará por cada MW de Potencia en un Sistema Eléctrico específico.	
c.	Cantidad de energía limpia que desea contratar.	
d.	Precio máximo que pagará por cada MWh de energía limpia.	
e.	Cantidad de Certificados de Energías Limpias que desea contratar.	
f.	Precio máximo que pagará por cada Certificado de Energías Limpias.	
ii.	Las Entidades Responsables de Carga que no sean Suministradores Básicos podrán determinar sus parámetros de oferta libremente.	
iii.	Los Suministradores Básicos realizarán ofertas por las cantidades de Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias que	

	determine la CRE.	
	iv. La CRE establecerá precios tope para el Suministrador Básico, para cada producto incluido en las subastas.	
	h) Evaluación de ofertas:	
	i. Las ofertas para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias se evaluarán conjuntamente a fin de permitir que la solución respete las restricciones reportadas por cada Generador sobre la relación entre la cantidad de Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias que está dispuesto a vender.	
	ii. El problema de optimización identificará el portafolio que maximiza el bienestar social.	
	iii. El precio marginal de cada producto determinará el precio de mercado pagado y recibido para todas las unidades de dicho producto.	
5)	Condicionamiento de los contratos de energía limpia en la disponibilidad de Derechos Financieros de Transmisión de largo plazo.	Es necesario garantizar que siempre que haya subastas de largo plazo, haya suficiente capacidad
	a) A fin de reducir el riesgo al Generador derivada de la obligación de entregar energía en un NodoP distribuido, las ofertas de venta de energía limpia en las Subastas de Largo Plazo, se podrán condicionar a que el Generador reciba una asignación de Derechos Financieros de Transmisión en la siguiente subasta de Derechos Financieros de Transmisión de diez años.	
	b) Para elegir dicha opción, el Generador deberá incluir en su oferta a la subastas de largo plazo, la siguiente información:	
	i. Punto de entrega de energía para el Derecho Financiero de Transmisión.	
	ii. Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión a comprar por bloque de tiempo, el cual debe corresponder a la cantidad de energía limpia a ofrecerse en la subasta de largo plazo.	
	iii. Precio que ofrecerá el Generador. Los Generadores deberán ofrecer cuando menos 150% del valor del Derecho Financiero de Transmisión correspondiente en la subasta de Derecho Financiero de Transmisión anterior a diez años, o si esto no existe, en la subasta anterior de Derechos Financieros de Transmisión de tres años, o si esto no existe, con base en el congestionamiento promedio del Mercado del Día en	

Adelanto en el año anterior de operación del Mercado Eléctrico Mayorista.		
c)	En caso de recibir una asignación en la subasta de largo plazo, el Generador será obligado a someter una oferta a la siguiente subasta de Derechos Financieros de Transmisión de largo plazo, con los parámetros comprometidos.	
d)	Si la oferta a la subasta de Derechos Financieros de Transmisión es aceptada, el Participante del Mercado se obliga a celebrar el contrato para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias en los términos del resultado de la subasta.	
e)	Si la oferta a la subasta de Derechos Financieros de Transmisión no es aceptada, el Participante del Mercado tendrá las siguientes opciones:	
i.	Aceptar el contrato para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias en los términos del resultado de la subasta. En dado caso, tendrá el derecho a realizar ofertas en las subasta de Derechos Financieros de Transmisión de largo plazo de los cinco años subsecuentes o hasta adquirir los Derechos Financieros de Transmisión que corresponden al proyecto de generación, el que suceda primero.	
ii.	Aceptar el contrato para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias en los términos del resultado de la subasta, con una prórroga de uno o dos años en su fecha de inicio. En dado caso, tendrá el derecho a realizar ofertas en las subasta de Derechos Financieros de Transmisión de largo plazo de los seis años subsecuentes o hasta adquirir los Derechos Financieros de Transmisión que corresponden al proyecto de generación, el que suceda primero.	
iii.	Cancelar la asignación del contrato para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias.	
6)	Asignación de Contratos:	
a)	El CENACE mantendrá un registro de los Participantes del Mercado que han adquirido posiciones largas y cortas en cada tipo de contrato.	
b)	El CENACE registrará las posiciones contenidas en estos contratos de forma automática como Transacciones Bilaterales Financieras a fin de incluirlas en las liquidaciones correspondientes.	
c)	Las posiciones en los Contratos pueden ser compradas y vendidas bilateralmente por Suministradores Calificados, Usuarios Calificados Participantes del Mercado	

	y Comercializadores no suministradores. El CENACE reflejará las transferencias de posiciones de los Contratos que se le informen por los Participantes del Mercado, en los Transacciones Bilaterales Financieras programadas, siempre y cuando cumplan los requisitos de crédito aplicables.	
7)	Especificaciones del Contrato:	
a)	Los contratos de energía son contratos financieros. La obligación asumida por el Generador es la de pagar el precio de la energía en el NodoP correspondiente, que corresponde a la cantidad total de energía comprometida. El Generador puede compensar esta obligación mediante la producción de energía y su venta en el mercado. Los contratos de energía serán liquidados al precio del Mercado del Día en Adelanto.	
b)	Los contratos de Potencia se reflejarán como transferencias en el mercado de Potencia como se describe en el Capítulo correspondiente de las Bases del Mercado Eléctrico.	
c)	El CENACE reportará los contratos de Certificados de Energías Limpias a la CRE, a fin de facilitar el registro de las transacciones resultantes en el Sistema de Certificados de Energías Limpias que la CRE maneje, con el objeto de evitar doble contabilidad y asegurar el cumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias. La CRE determinará las sanciones aplicables a los Participantes del Mercado que vendan Certificados de Energías Limpias a través de las subastas y, subsecuentemente, no cuenten con Certificados de Energías Limpias adecuados para cumplir la obligación de entrega.	
8)	Factores relacionados con el uso de Centrales Eléctrica en las Subastas de Largo Plazo para Potencia y energías limpias:	
a)	Los Generadores deben identificar una Central Eléctrica que tendrá la capacidad de producir los productos ofrecidos en las Subastas de Largo Plazo para Potencia, energía limpia y Certificados de Energías Limpias.	
i.	Las Centrales Eléctricas pueden ser existentes o estar programadas para construcción futura; en caso de estar programadas para construcción futura, la fecha prevista de la operación comercial no debe ser mayor a 2 años después del inicio de vigencia del contrato.	
ii.	La Central Eléctrica debe ser capaz de producir los productos ofrecidos bajo condiciones normales con capacidad que no se haya comprometido para otro propósito.	

iii.	La Central Eléctrica identificada en la oferta se comprometerá en los contratos de cobertura eléctrica que resulten de las subastas de largo plazo como instrumento de garantía.	
iv.	No se requiere que los productos incluidos en los contratos de cobertura eléctrica se generen por la Central Eléctrica identificada en la oferta; se permite la sustitución libre de fuentes.	
b)	La Central Eléctrica que producirá los productos vendidos en una Subasta de Largo Plazo para Potencia y energías limpias no está obligada a tener una fecha de operación comercial idéntica al inicio de vigencia del contrato. Si la Central operaba antes de la vigencia de contrato, su representante puede vender la producción que no corresponde al contrato a precios spot o mediante otros Contratos de Cobertura. Si la Central comienza a operar después del inicio de vigencia del contrato, su representante debe comprar en el mercado spot los productos que está obligado a vender al Suministrador Básico.	
c)	En caso de que la Central no esté en operación al inicio de la vigencia del contrato, todos los saldos negativos (precios spot más altos que el precio del contrato) deberán ser pagados por el Generador en el ciclo normal de facturación.	
d)	En caso de que la Central no esté en operación al inicio de la vigencia del contrato, cualquier saldo positivo (precios spot más bajos que el precio del contrato) será retenido por el CENACE y pagado al Generador hasta la entrada en operación comercial de la Central.	
VIII. Monitoreo		
1. Monitoreo del Mercado y Mitigación		
Reglas		
1) Los representantes de Centrales Eléctricas registrarán sus parámetros de costos y capacidad ante el CENACE, en su caso, la Unidad de Vigilancia podrá verificar estos parámetros:		
a)	Capacidad Máxima y Mínima de generación, en condiciones normales y de emergencia;	
b)	Rampas y capacidad de proveer Servicios Conexos;	
c)	Tiempos de notificación de paro y arranque;	

d) Tiempos mínimos de operación;	
e) Curvas de régimen térmico;	
f) Costos Adicionales de Operación por MWh;	
g) Costos de operación por MWh de Servicios Conexos, incluyendo los costos de operación, mantenimiento y combustible para la provisión de cada tipo de reserva;	
h) Combustible de arranque como una función del tiempo de apagado;	
i) Costos adicionales de arranque;	
j) Limitaciones sobre la energía disponible en un periodo, y	
k) Limitaciones adicionales en la operación del recurso, como el número de arranques permitido en un periodo o el número de horas de operación permitido en un periodo.	
2) Los parámetros registrados para las Centrales Eléctricas estarán basados en costos reales de operación, sin considerar los Contratos de Cobertura Eléctrica que se hayan basado en dichas centrales. Como única excepción a lo anterior, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá establecer parámetros de referencia para las Centrales Externas Legadas basados en sus costos contractuales, siempre y cuando dichos costos hayan sido establecidos en contratos celebrados con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley.	
3) En todo momento es responsabilidad del propietario de la Central Eléctrica proporcionar a la Unidad de Vigilancia del Mercado y al representante de estas Centrales la información necesaria para reportar ofertas basadas en costos.	
4) Los representantes de Demanda Controlable Garantizada registrarán sus capacidades y restricciones de uso ante el CENACE, éstos podrán ser verificados por parte de la Unidad de Vigilancia.	
5) Para la verificación de los parámetros de costos y de capacidad de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable Garantizada, la Unidad de Vigilancia podrá recurrir a terceros autorizados. El pago por esta verificación correrá a cargo del Participante del Mercado que corresponda.	
6) La Unidad de Vigilancia de Mercado verificará que los parámetros registrados reflejen las capacidades y costos reales de las Centrales Eléctricas y las capacidades y restricciones reales de la Demanda Controlable Garantizada. Si la Unidad de Vigilancia de Mercado identifica inconsistencias en estos parámetros, instruirá las correcciones que deban	

realizarse a los parámetros registrados y a las ofertas basadas en ellos, e instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, en su caso.	
7) El CENACE determinará las ofertas basadas en costo de oportunidad para las Centrales Eléctricas que presenten limitaciones sobre la energía total que pueden generar en un periodo, en los términos definidos en el Capítulo sobre Modelo de costos de oportunidad para recursos de energía limitada.	
8) La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá calcular costos de oportunidad para otros aspectos de limitación en la operación de las Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizada, como el número de arranques en un periodo o el número de horas de operación en un periodo.	
a) Dicho cálculo se realizará cuando el Generador lo solicite.	
b) Asimismo, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá realizar el cálculo por iniciativa propia, en caso de detectar que la disponibilidad de un recurso pudiera estar en riesgo como resultado del uso excesivo del aspecto limitado.	
c) Los Generadores podrán ofrecer el valor que sea mayor entre el costo de oportunidad y el costo real de producción.	
9) Los representantes de las Centrales Eléctricas ofrecerán la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos en dichas Centrales Eléctricas, a menos que se encuentren no disponibles total o parcialmente debido a una salida programada por mantenimiento, salida forzada, reducción de potencia u otro motivo aprobado por el CENACE.	Se contrapone con la LIE
a) El CENACE reportará a la Unidad de Vigilancia de Mercado los casos donde las unidades no hayan ofrecido su capacidad total o hayan registrado salidas no autorizadas. El procedimiento de reporte de estos casos estará referido en los Manuales de Prácticas de Mercado.	
b) El CENACE también informará a la Unidad de Vigilancia de Mercado los casos donde las salidas solicitadas sean inconsistentes con las prácticas de operación estándar. El procedimiento de reporte de salidas inconsistentes con las prácticas de operación estándar estará referido en los Manuales de Prácticas de Mercado.	
c) La Unidad de Vigilancia del Mercado investigará los casos anteriores y, en caso de que las reducciones de la oferta no sean justificadas, ordenará que el CENACE aumente la capacidad ofrecida únicamente en el Mercado del Día en Adelanto. El procedimiento de verificación de las reducciones de oferta y de aumento de capacidad estarán referidas en los Manuales de Prácticas de Mercado.	

10) Las Centrales Eléctricas deberán presentar ofertas basadas en costos en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.	
a) Los costos deben ser consistentes con los parámetros registrados en el CENACE en términos del manual de prácticas del mercado correspondiente, y con los precios de combustibles determinados por la Unidad de Vigilancia del Mercado, los cuales podrán basarse en índices de precios o precios contractuales y deberán reflejar los costos de transporte y las condiciones de disponibilidad de combustible donde se ubiquen las centrales.	
b) Los recursos de generación de energía limitada basarán su oferta en el modelo de costo de oportunidad, preparado por el CENACE.	
c) Cualquiera de las fuentes de generación puede presentar ofertas a precio cero o precio negativo para reflejar los costos hundidos de combustible y las sanciones por no usar combustible contratado.	
d) Las fuentes de energía limpia pueden presentar ofertas negativas basadas en las pérdidas de ingresos, provenientes de los Certificados de Energías Limpias no devengados.	
e) El CENACE informará a la Unidad de Vigilancia del Mercado los casos en los cuales las ofertas excedan los parámetros de costo registrados o costos de oportunidad correspondientes, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
f) Al recibir ofertas en exceso de los parámetros de costo registrados o costos de oportunidad correspondientes, el CENACE utilizará dichos parámetros o costos de oportunidad por cada Central Eléctrica para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real, a menos que la Unidad de Vigilancia de Mercado, después de la revisión correspondiente, valide la oferta del Participante del Mercado.	En términos del art. 104 de la LIE, se entiende que quien puede revisar los parámetros de costos es la CRE y no el CENACE. Quien instruye a que se corrija o rectifique es la CRE.
g) Cuando una Central Eléctrica reciba una instrucción de despacho con base en un precio de oferta que el CENACE haya sustituido en los términos de la fracción anterior, el Generador podrá solicitar una revisión por la Unidad de Vigilancia de Mercado, dentro de los 10 días después del día de operación. En caso que la Unidad de Vigilancia del Mercado determine que los costos del Generador fueron mayores a los precios con los que el CENACE despachó la Central Eléctrica, el Generador tendrá derecho a un pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos por despacho de generación. Dicho pago se procesará en la siguiente re-liquidación, sin requerir el	Sin perjuicio de lo señalado en el artículo anterior, de aplicarse el mecanismo aquí previsto, en el caso de la última planta, al corregir CENACE la oferta, afecta a todos los generadores en la curva, sin embargo sólo tiene derecho a pago un solo generador. Cuando una Central Eléctrica reciba una instrucción de despacho con base en un

recalculo de los precios del mercado.	precio de oferta que el CENACE haya sustituido, el Generador podrá solicitar una revisión por la Unidad de Vigilancia de Mercado. En caso que la UVM determine que los costos del Generador fueron mayores a los precios con los que el CENACE despachó la Central Eléctrica, el Generador tendrá derecho a un pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos por despacho de generación. Dicho pago se procesará en la siguiente re-liquidación, sin requerir el recálculo de los precios del mercado. Si es así, se puede afectar el costo marginal del sistema mientras se negocia un precio, en privado, entre la CENACE y el generador marginal sustituido.
h) La CRE podrá emitir criterios para eximir a las Centrales Eléctricas y a la Demanda Controlable que no tengan un impacto relevante en el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista de las obligaciones relacionadas con sus ofertas y de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía.	
11) Modificación de ofertas y actualización de parámetros	
a) Cuando un Participante del Mercado presente una oferta que, en términos del manual de prácticas del mercado correspondiente, exceda los parámetros de costo registrados o costos de oportunidad correspondientes, establecidos por la Unidad de Vigilancia de Mercado, o aquellos en los que las capacidades ofrecidas se encuentren por debajo de las capacidades registradas por más de la reducción autorizada por la Unidad de Vigilancia de Mercado, el Participante del Mercado puede proporcionar a la Unidad de Vigilancia de Mercado las razones y documentación de costos que identifiquen y expliquen claramente las modificaciones en las ofertas.	
b) Si la información de costos y cualquier otra proporcionada por el Participante del Mercado es suficiente para concluir, a satisfacción de la Unidad de Vigilancia de Mercado y del CENACE, que los parámetros de referencia deben ser actualizados,	

entonces se procederá a actualizar el registro de los parámetros de capacidades y costos reales de las Centrales Eléctricas o de las capacidades y restricciones reales de la Demanda Controlable Garantizada. Cualquiera que sea la decisión, ésta deberá informarse al Participante del Mercado, y de ser el caso, implementada por el CENACE tan pronto como sea factible.	
c) El Participante del Mercado debe asegurarse que la información proporcionada al CENACE refleja fidedignamente sus parámetros de capacidad y costos. De igual forma, el Participante del Mercado es responsable de resguardar los documentos e información que entregan al CENACE para la modificación de los parámetros registrados.	
12) La Unidad de Vigilancia del Mercado puede establecer procedimientos o criterios distintos a los establecidos en el numeral anterior, a fin de facilitar la actualización o modificación de los parámetros registrados. Estos procedimientos y criterios, serán informados a los Participantes del Mercado.	
13) El CENACE calculará precios de referencia para todas las unidades.	
a) Los precios de referencia para las unidades basadas en combustibles serán el producto de la curva de régimen térmico de la unidad y los precios de referencia de combustibles determinados por la Unidad de Vigilancia del Mercado, más los costos variables de operación.	
b) Los precios de referencia se podrán basar en los índices de precios de los combustibles o en los precios establecidos en términos de los contratos de suministro de combustible, en los términos de los Manuales de Prácticas del Mercado.	
14) Pisos y Topes de las ofertas de compra y venta.	
a) La Unidad de Vigilancia de Mercado establecerá los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado Eléctrico Mayorista.	
b) La Unidad de Vigilancia de Mercado podrá establecer una fórmula para el cálculo de pisos y topes de las ofertas de compra y venta específicos para cada unidad.	
c) El Software de mercado rechazará automáticamente las ofertas y subastas que excedan los topes y pisos aplicables.	
15) Entre las acciones prohibidas para los Participantes del Mercado se encuentran las siguientes:	
a) Falsear los parámetros de costos o capacidades en el registro.	

b) Ofrecer precios por encima de los costos registrados, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
c) No ofrecer la capacidad registrada, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
16) Sanciones:	
a) La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá ordenar la reversión de los ingresos obtenidos en violación de las reglas aplicables, así como la aplicación de multas.	
b) Estas acciones se limitarán a conducta prohibida y no a la maximización de beneficios de acuerdo con las Reglas del Mercado.	
c) El CENACE aplicará las sanciones ordenadas por la CRE, en el sistema de facturación y cobro del Mercado.	
2. Monitoreo del Desempeño	Considerando las atribuciones y facultades que se le están otorgando a la Unidad de Vigilancia, es conveniente que la misma se integre por un comité colegiado en términos de lo previsto en el art.104 último párrafo de la LIE. La integración del comité colegiado, deberá definirse por la CRE a propuesta del Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado, en el cual están representados los interesados.
Reglas	
1) Además de su papel como vigilante del comportamiento de los Participantes del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado tendrá las siguientes responsabilidades:	
a) Verificar que las operaciones del CENACE se realicen dando cumplimiento a las Reglas del Mercado.	
b) Monitorear y supervisar la operación eficiente del mercado.	
c) Identificar los defectos en el diseño del mercado o en las operaciones.	
d) Proponer cambios en las reglas del mercado.	
e) Determinar los precios de referencia de combustibles y otros insumos relevantes.	

2)	El Comité Externo de Vigilancia tendrá las siguientes responsabilidades:	
a)	Revisar y evaluar el desempeño del CENACE.	
b)	Revisar y evaluar el desempeño del mercado de energía.	
c)	Emitir un informe público con los resultados de su evaluación.	
d)	Emitir recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE.	
IX.	Administración del Crédito	
1.	Requisitos de Crédito	
	Reglas	
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.	
2)	Los Contratos de Cobertura celebrados como resultado de las Subastas de Largo Plazo para Potencia y energías limpias y las Subastas de Mediano Plazo para una participación de carga se celebrarán directamente entre el comprador y vendedor. El CENACE aplicará requisitos de crédito en relación con las ofertas realizadas para abrir nuevas posiciones mediante estas subastas, los cuales estarán vigentes hasta la celebración de los contratos correspondientes, estos requisitos incluirán entre otros los establecidos en 5) c) a 5) h) de esta sección. Los requisitos de crédito aplicables durante la vigencia de dichos contratos deberán establecerse dentro de dichos contratos.	
3)	Cada Participante del Mercado deberá contar con un Límite de Crédito suficiente para para cubrir su Responsabilidad Estimada Agregada.	
4)	La Responsabilidad Estimada Agregada será calculada conforme con los siguientes principios generales:	
a)	La Responsabilidad Estimada Agregada se conformará de un monto mínimo para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y un monto específico basado en las operaciones de cada Participante del Mercado. El monto mínimo se eliminara una vez que se cuente con historial suficiente para establecer el monto específico de cada Participante del Mercado.	
b)	Para efectos de los montos específicos, el promedio histórico de los precios será calculado como el promedio de los precios en la misma hora durante las cuatro	

	semanas previas, haciendo el cálculo de manera separada para los días entre semana y los días de fin de semana.	
c)	Todas las posiciones de los Participantes del Mercado serán calculadas netas de Transacciones Bilaterales Financieras incluidas en el sistema de liquidación del CENACE.	
5)	Los montos mínimos para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista serán los siguientes, al menos que se definan montos diferentes en los Manuales de Prácticas de Mercado:	
a)	Entidades Responsables de Carga: 10,000 pesos por MW de demanda representada en el Mercado Eléctrico Mayorista	
b)	Generadores: 2,500 pesos por MW de capacidad representada en el Mercado Eléctrico Mayorista	
c)	Todos los Participantes de mercado: 50,000 pesos por MW-año de Potencia a ofrecerse en las Subastas de Largo Plazo para Potencia y energías limpias	
d)	Todos los Participantes de mercado: 100 pesos por certificado de energías limpias a ofrecerse en las Subastas de Largo Plazo para Potencia y energías limpias	
e)	Todos los Participantes de mercado: 250 pesos por cada MWh de posiciones a ofrecerse en las Subastas de Mediano Plazo para una participación de carga	
f)	Todos los Participantes de mercado: 100 pesos por cada MWh de Derechos Financieros de Transmisión a ofrecerse en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
g)	Todos los Participantes de mercado: 100 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.	
h)	Todos los Participantes de mercado: 50,000 pesos por MW-año de Potencia a ofrecerse en el mercado de Potencia.	
6)	Los montos específicos de la Responsabilidad Estimada Agregada serán calculados como la suma de los siguientes elementos para cada tipo de Participante del Mercado:	
a)	Entidades Responsables de Carga:	
i.	Cantidades suficientes para cubrir el costo de las compras netas proyectadas durante el resto del día de operación corriente y de los próximos diez días de operación. El costo de las compras netas	

proyectadas se calculará en función de los pronósticos que realice el CENACE de la demanda de energía eléctrica de los Centros de Carga correspondientes:	
a. Antes del cálculo de resultados del Mercado del Día en Adelanto: el promedio histórico del precio del Mercado del Día en Adelanto en cada Centro de Carga en cada hora multiplicado por el pronóstico de demanda de energía eléctrica correspondiente.	
b. Después del cálculo de resultados del Mercado del Día en Adelanto: El Precio Marginal Local horario calculado en el Mercado del Día en Adelanto en cada Centro de Carga se multiplica por la carga pronosticada correspondiente, sumando a este producto el resultado de la multiplicación de los Precio Marginal Local históricos calculados en el Mercado de Tiempo Real por la diferencia entre la carga considerada en el Mercado del Día en Adelanto y la demanda pronosticada de la Entidad Responsable de Carga.	
c. Otras obligaciones previsibles y posiciones financieras asociadas a la demanda proyectada de energía eléctrica (por ejemplo, obligaciones relacionadas con Servicios Conexos, cargos de transmisión y distribución y posiciones de Derechos Financieros de Transmisión), usando la misma metodología de cálculo descrita en los puntos anteriores (a y b).	
d. Los representantes de los Centros de Carga podrán presentar ofertas sensibles a precios para energía en el Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real. Siempre que el representante haya cumplido con los requisitos de los Recursos de Demanda Controlable, estas ofertas podrán ser utilizadas en lugar del promedio histórico de los precios correspondientes.	
b) Exportadores del Sistema Eléctrico Nacional:	
i. Cantidades suficientes para cubrir el costo de las compras netas previsibles durante el resto del día de operación corriente y del siguiente día de operación. El costo de las compras netas proyectadas se calculará con base en:	

a.	Antes del cálculo de resultados del Mercado del Día en Adelanto: el precio promedio histórico del día siguiente en el Nodop de exportación en cada hora, multiplicado por las cantidades ofrecidas para programación en el Mercado del Día en Adelanto.	
b.	Después del cálculo de resultados del Mercado del Día en Adelanto: el precio establecido en el Mercado del Día en Adelanto en cada punto de exportación programado por cada hora, multiplicado por las cantidades establecidas en el Mercado del Día en Adelanto, más los precios históricos establecidos el Mercado de Tiempo Real multiplicados por las cantidades ofrecidas para programación en el Mercado de Tiempo Real.	
c.	Si los exportadores realizan ofertas sensibles a precios para exportaciones programadas, estas ofertas serán utilizadas en lugar del promedio histórico de los precios.	
c)	Generadores e importadores que programan la entrega de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto.	
i.	Cantidades suficientes para cubrir la cantidad vendida en el Mercado del Día en Adelanto, al promedio histórico del precio en el mercado de Mercado de Tiempo Real, menos el crédito recibido por las ventas realizadas en el Mercado del Día en Adelanto para las horas correspondientes.	
d)	Participantes de Mercado que tomen posiciones a través de Transacciones Virtuales o Transacciones Bilaterales Financieras:	
i.	Posiciones cortas establecidas a través de Transacciones Bilaterales Financieras correspondientes al Mercado de Tiempo Real durante los siguientes 10 días, al promedio histórico del precio por nodo por hora.	
ii.	Antes de cálculo de resultados del Mercado del Día en Adelanto:	
a.	Posiciones cortas establecidas a través de Transacciones Bilaterales Financieras correspondientes al Mercado del Día en Adelanto durante los siguientes 10 días, al promedio histórico del precio del Mercado del Día en Adelanto por nodo por hora.	
b.	Posiciones cortas establecidas como ofertas virtuales, al promedio histórico del Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto en cada nodo en cada hora, menos el promedio histórico	

	del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en cada nodo en cada hora.	
c.	Posiciones largas establecidas como ofertas virtuales, al promedio histórico del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real por cada nodo en cada hora, menos el promedio histórico del Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto en cada nodo por hora.	
iii.	Después del cálculo de resultados del Mercado del Día en Adelanto:	
a.	Posiciones cortas establecidas a través de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado del Día en Adelanto durante los siguientes 7 días, al precio establecido en el Mercado del Día en Adelanto.	
b.	Posiciones cortas establecidas por ofertas virtuales, al Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto en cada nodo por cada hora, menos el promedio histórico del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real por cada nodo en cada hora.	
c.	Posiciones largas establecidas como ofertas virtuales, al promedio histórico del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real por cada nodo en cada hora, menos el Precio Marginal Local establecido en el Mercado del Día en Adelanto en cada nodo por cada hora.	
e)	Todos los Participantes de Mercado que poseen Derechos Financieros de Transmisión adquiridos en subastas de Derechos Financieros de Transmisión deberán de proporcionar una garantía que cubra la suma de:	
i.	Un factor que representa la volatilidad esperada en el valor del Derecho Financiero de Transmisión. Hasta que se encuentren disponibles datos históricos suficientes sobre los patrones de congestión en el Mercado Eléctrico Mayorista para calcular volatilidades basadas en sus resultados anteriores, se asumirá un valor de 250 pesos por MWh incluido en el plazo del Derecho Financiero de Transmisión. Posteriormente, el valor será una función de la volatilidad histórica, en los términos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.	
ii.	El valor esperado de pagos netos del Participante del Mercado al CENACE como resultado del Derecho Financiero de Transmisión. Para	

	este propósito, se asumirá que el precio del Derecho Financiero de Transmisión en la subasta representa su valor esperado. Cuando este precio haya sido negativo, representa un pago esperado del Participante del Mercado al CENACE y se suma al factor que representa volatilidad. Cuando este precio haya sido positivo, representa un pago esperado del CENACE al Participante del Mercado y se resta del factor que representa volatilidad, hasta un valor total de cero.	
f)	Además de lo anterior, todos los Participantes de Mercado deben presentar garantías suficientes para cubrir:	
i.	Cantidades facturadas pero no pagadas aún, incluyendo cantidades sometidas a disputa por el Participante del Mercado.	
ii.	Cantidades pagaderas por días de operación que ya han ocurrido pero que aún no se han facturado.	
iii.	Cantidades pagaderas por la porción del día corriente de operación en las que ya han ocurrido.	
iv.	Costos proyectados por transmisión, distribución, cobros del CENACE y otros costos.	
v.	Un margen que será definido en las Disposiciones Operativas del Mercado.	
g)	La Responsabilidad Estimada Agregada de los Participantes del Mercado que realicen ofertas de venta en las Subastas de Mediano y Largo Plazo incluirá los montos mínimos a que se refiere el numeral 4) de este Capítulo. Dicho componente de la Responsabilidad Estimada se eliminará una vez que se celebren los contratos asignados en dichas subastas. En caso que un Participante del Mercado se niegue a celebrar un contrato que resulte de dichas subastas, el CENACE transferirá a la contraparte los instrumentos de crédito presentados por el Participante del Mercado que esté en falta, en proporción al contrato afectado.	
7)	La suma de los importes asociados a cada uno de los siguientes instrumentos se denominará el Límite de Crédito de cada Participante del Mercado:	
a)	Cantidades a pagar por el CENACE al Participante del Mercado que no han sido erogadas.	
b)	Fondos depositados en el CENACE como garantía.	
c)	Carta de crédito de una institución financiera autorizada.	

d)	Los demás instrumentos que otorguen al CENACE un derecho irrevocable e incondicional a acceder inmediatamente a los fondos correspondientes en caso de mora en pago por parte del Participante del Mercado.	
2.	Restricción, Suspensión y Terminación de Contratos por Falta de Capacidad Financiera	
Reglas		
1)	El CENACE notificara de inmediato a los Participantes del Mercado cuya Responsabilidad Estimada Agregada alcanza el 70% de su Límite de Crédito o, cuando se incurra en cualquier otro evento que, a juicio del CENACE, indique un riesgo alto de exceder el Límite de Crédito del Participante del Mercado de que se trate. En el caso de los Suministradores, se notificarán al alcanzar el 40% de su Límite de Crédito.	
2)	El CENACE creará una página web donde todos los Participantes del Mercado puedan ver, en forma individual, los movimientos y límites de crédito.	
3)	El software que desarrolle el CENACE deberá considerar, antes de aceptar ofertas, que la oferta de compra del Participante del Mercado no resulte en que su Responsabilidad Estimada Agregada rebase su Límite de Crédito. En los Manuales de Prácticas de Mercado se podrán establecer casos de excepción en los cuales, a fin de preservar la Continuidad del suministro, se permiten realizar ofertas en esta circunstancia.	
4)	Los Suministradores Básicos están obligados a mantener su Responsabilidad Estimada Agregada se mantenga en un valor menor al 50% de su Límite de Crédito. El incumplimiento de este criterio se considera un incumplimiento de obligaciones de pago o de garantía frente al CENACE para efectos del artículo 55 de la Ley.	
5)	En el caso de que la Responsabilidad Estimada Agregada de un Participante del Mercado exceda su Límite de Crédito, el CENACE restringirá el contrato del Participante del Mercado, tomando de inmediato las medidas siguientes:	
a)	Retendrá la distribución de pagos pendientes.	
b)	Inhabilitará cualquier actividad no esencial en el Mercado, incluyendo las siguientes:	
i.	Transacciones virtuales.	
ii.	Transacciones Bilaterales Financieras en las que el Participante del Mercado cuya actividad se restringe asume una obligación de pago al CENACE.	
iii.	Operaciones físicas de importación y exportación.	

iv.	Ofertas de Recursos de Demanda Controlable en el Mercado del Día en Adelanto.	
v.	Participación en subastas de Derechos Financieros de Transmisión, excepto para ofrecer la venta de posiciones existentes.	
vi.	Participación en Subastas de Largo Plazo para Potencia y energías limpias y las Subastas de Mediano Plazo para una participación de carga.	
c)	Notificará al Participante del Mercado afectado.	
6)	En el caso de que un Participante del Mercado no restablezca su Límite de Crédito para cubrir el 125% de su Responsabilidad Estimada Agregada dentro de los tres días naturales posteriores a la notificación a que se refiere el punto 4) c) anterior (ya sea mediante pagos para reducir la Responsabilidad Estimada Agregada o mediante la presentación de instrumentos para aumentar el Límite de Crédito), el CENACE suspenderá temporalmente la línea de crédito del Participante del Mercado. Los contratos con líneas de crédito suspendidas se sujetarán al siguiente procedimiento:	
a)	Todas las condiciones de los contratos restringidos continuarán aplicándose.	
b)	Se dará inicio al procedimiento para la terminación del contrato de conformidad con los manuales de prácticas del mercado.	
c)	Los Participantes del Mercado podrán restablecer su operación en condiciones normales cuando restablezcan su Límite de Crédito y previo pago de cualquier costo en que se haya incurrido por el procedimiento de suspensión temporal o terminación, a menos que el procedimiento de terminación haya generado obligaciones legales que únicamente pueden ser solventadas con la conclusión del procedimiento.	
7)	Procedimiento de Terminación de contrato de Participante del Mercado para Suministradores Básicos por insuficiencia de crédito:	
a)	El CENACE notificará a la Secretaría, a la CRE y al Suministrador de Servicio Básico de que se trate que el contrato de Participante del Mercado ha sido suspendido.	
b)	Con la notificación anterior, la Secretaría dará inicio al procedimiento para determinar a un Nuevo Suministrador de Servicio Básico. La Secretaría establecerá disposiciones de carácter general para identificar los nuevos Suministradores Básicos. Estos suministradores deben cumplir todos los requisitos para ser Participantes del Mercado en modalidad de Suministrador.	

c)	La Secretaría notificará al CENACE la identidad del nuevo Suministrador de Servicio Básico.	
d)	Cuando el nuevo Suministrador de Servicio Básico haya cumplido con los requisitos establecidos en las Reglas del Mercado, el CENACE transferirá la representación de los Centros de Cargo al Nuevo Suministrador del Servicio Básico.	
e)	El nuevo Suministrador Básico obtendrá automáticamente del Suministrador Básico original:	
i.	Todos los Contratos Legados para el Servicio Básico.	
ii.	Todos los Contratos de Cobertura Eléctrica adquiridos a través de Subastas de Mediano y Largo Plazo.	
iii.	Todos los Derechos Financieros de Transmisión legados.	
iv.	Todos los Derechos Financieros de Transmisión adquiridos a través de subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
f)	El contrato de Participante del Mercado que se tenía celebrado con el Suministrador de Servicio Básico que incumplió se dará por terminado al día siguiente de la transferencia de los Centros de Carga a que se refiere el inciso d).	
g)	Hasta que los Centros de Carga sean transferidos al Nuevo Suministrador de Servicio Básico, el CENACE permitirá al Suministrador de Servicio Básico que incumplió continuar sus operaciones bajo condiciones restringidas y continuará con la facturación correspondiente.	
h)	El CENACE tendrá el derecho de cobrar al Suministrador Básico original los saldos pendientes que se hubieren acumulado hasta la cancelación del contrato.	
8)	Procedimiento de terminación de contrato de Participante del Mercado para Suministradores Calificados por insuficiencia de crédito:	
a)	El CENACE notificará a la CRE y al Suministrador de Servicio Calificado que el contrato de Participante del Mercado ha sido suspendido.	
b)	Con anterioridad a la emisión de los permisos para prestar el Suministro de Servicios Calificados, la CRE identificará al Suministrador de Último Recurso para todas las regiones comprendidas dentro del Sistema Eléctrico Nacional.	Debe de preverse si no hay un Suministrador de UR. Por ejemplo, preverse si no encuentra el Suministrador de UR, la carga podría irse después al Mercado y si no encuentra, la carga podría tomarla del Suministro Básico. Se propone eliminar o en su defecto que sea CFE.

		Sería un cuello de botella, inhibe que puedas conseguir suministradores. La CRE (o alguna autoridad) debe fomentar la existencia, para garantizar su consumo.
c)	La CRE, mediante disposiciones de carácter general, establecerá los procedimientos para identificar a los Suministradores de Último Recurso.	
d)	La CRE notificará al CENACE sobre los Suministradores de Último Recurso de cada una de las regiones comprendidas dentro del Sistema Eléctrico Nacional y mantendrá actualizada esta información.	
e)	Si el Suministrador de Servicio Calificado no restablece su Límite de Crédito para cubrir el 125% de su Responsabilidad Estimada Agregada dentro de los siete días naturales posteriores a la notificación (ya sea mediante pagos para reducir la Responsabilidad Estimada Agregada o mediante la presentación de instrumentos para aumentar el Límite de Crédito) al final de periodo señalado en el inciso anterior, el CENACE transferirá la representación de los Centros de Carga de dicho Suministrador al Suministrador de Último Recurso que corresponda.	
f)	El contrato de Participante del Mercado del Suministrador Calificado se dará por terminado al día siguiente de que la transferencia de Centros de Carga haya sido realizada.	
g)	Hasta que los Centros de Carga sean transferidos al Suministrador de Último Recurso, el CENACE permitirá al Suministrador de Servicio Calificado continuar sus operaciones bajo condiciones restringidas y continuará con la facturación correspondiente.	
h)	El CENACE tendrá derecho a cobrar los saldos pendientes acumulados hasta la cancelación del contrato.	
9)	Procedimiento de terminación de contrato de Participante del Mercado para Usuarios Calificados Participantes del Mercado por insuficiencia de crédito:	
a)	El CENACE notificará a la CRE y al Usuario Calificado Participante del Mercado que su contrato ha sido suspendido	
b)	Si el Usuario Calificado Participante del Mercado no restablece su Límite de Crédito para cubrir el 125% de su Responsabilidad Estimada Agregada dentro de los siete días naturales posteriores a la notificación (ya sea mediante pagos para reducir la Responsabilidad Estimada Agregada o mediante la presentación de	

	instrumentos para aumentar el Límite de Crédito) al final del período a que se refiere el inciso anterior, el CENACE instruirá al Transportista o Distribuidor la desconexión de los Centros de Carga del Usuario Calificado Participante del Mercado de que se trate.	
c)	El CENACE ordenará de inmediato la desconexión de los Centros de Carga del Usuario Calificado Participante del Mercado.	
d)	El Contrato del Usuario Calificado. del Mercado será cancelado al día siguiente de la desconexión de sus Centros de Carga.	
e)	Hasta que los Centros de Carga sean desconectados, el CENACE permitirá al Usuario Calificado Participantes del Mercado de que se trate, continuar sus operaciones bajo condiciones restringidas y continuará con la facturación correspondiente. El CENACE tendrá derecho a cobrar los saldos pendientes acumulados hasta la cancelación del contrato.	
10)	Procedimiento de terminación de contrato de Participante del Mercado para Generadores por insuficiencia de crédito:	
a)	El CENACE notificará a la CRE y al Generador que su contrato ha sido suspendido.	
b)	Una vez que el Generador reciba la notificación a que se refiere el inciso anterior comenzará a correr un período de espera de 25 días hábiles.	
c)	Si el Generador no ha cumplido con los requisitos de capacidad financiera y/o crediticia al final del término a que se refiere el inciso anterior, el CENACE cancelará el contrato del Generador.	
d)	Hasta la cancelación del contrato, el CENACE permitirá al Generador continuar sus operaciones bajo condiciones restringidas y continuará con la facturación correspondiente.	
e)	El CENACE tendrá derecho a cobrar los saldos pendientes acumulados hasta la cancelación del contrato.	
f)	La liquidación y requerimientos de crédito de los Contratos de Cobertura Eléctrica, incluyendo aquellos celebrados en términos de las Subastas operadas por el CENACE, se gestionará directamente entre las partes de cada uno de estos contratos.	
11)	Procedimiento de terminación de contrato de Participante del Mercado para Comercializadores no suministradores por insuficiencia de crédito:	
a)	El CENACE notificará a la CRE y al Comercializador que su contrato ha sido	

	suspendido	
b)	Si el Comercializador no restablece su Límite de Crédito para cubrir el 125% de su Responsabilidad Estimada Agregada dentro de los siete días naturales posteriores a la notificación (ya sea mediante pagos para reducir la Responsabilidad Estimada Agregada o mediante la presentación de instrumentos para aumentar el Límite de Crédito) al final del término a que se refiere el inciso anterior, el CENACE cancelará el contrato del Comercializador y dará aviso a los Participantes del Mercado.	
c)	Hasta la cancelación del contrato, el CENACE no permitirá que el Comercializador realice nuevas operaciones, excepto para ofrecer la venta de posiciones existentes de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas respectivas. En todo momento el CENACE continuará con la facturación correspondiente.	
d)	El CENACE tendrá derecho a cobrar los saldos pendientes acumulados hasta la cancelación del contrato.	
3.	Ciclo, Mora o Retraso en los Pagos y Cuentas Incobrables	
	Reglas	
1)	El CENACE requerirá el pago de todas las cuentas por cobrar 5 días hábiles después de la emisión de la factura correspondiente. El CENACE emitirá el pago de todas las cuentas por pagar 10 días hábiles después de la emisión de la factura correspondiente. El capital de trabajo neto de este ciclo de pago se retendrá en un Fondo de Contingencia Contra la Morosidad.	
2)	Participantes del Mercado que incurran en mora en el pago de sus facturas al CENACE se sujetarán a las siguientes acciones:	
a)	El CENACE suspenderá cualquier pago que se le adeude al Participante del Mercado de que se trate.	
b)	El CENACE transferirá de inmediato las cuentas pendientes por cobrar de los instrumentos de garantía del Participante del Mercado a su cuenta de compensación.	
c)	En ningún caso se podrá hacer líquida cantidad alguna en favor del Participante del Mercado que mantenga algún adeudo con el CENACE aun cuando se haya determinado una compensación en su favor.	
d)	El CENACE hará efectiva de inmediato cualquier Carta de Crédito u otro instrumento de garantía depositado o presentado por el Participante del	

	Mercado.	
e)	Las cuentas por pagar que se generen adicionalmente a lo anterior serán cubiertas con recursos del Fondo de Contingencia Contra la Morosidad con el fin de permitir al CENACE equilibrar sus pagos a otros Participantes del Mercado.	
f)	La mora o retraso en los pagos generarán una pena de 2% mensual más 2 veces la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a 28 días, convertida en una tasa por día y cobrado diariamente, a partir de la fecha de vencimiento de la factura correspondiente, hasta que el CENACE reciba los fondos correspondientes. Estas penas se acreditarán al Fondo de Contingencia Contra la Morosidad.	
3)	Cuando dentro de un período de balance de 12 meses un Participante del Mercado incurra en mora o retraso en el pago del monto establecido en una factura, el CENACE aplicará las siguientes sanciones por cada una de las instancias en que el Participante del Mercado incurra en dicho incumplimiento:	
a)	1 vez: Notificará al Participante del Mercado una advertencia y publicará la advertencia en el sitio web del CENACE.	
b)	4 veces: Aumentará la Responsabilidad Estimada Agregada al 110% de la suma del monto mínimo para iniciar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y el monto específico basado en las operaciones del Participante del Mercado, por un periodo de 2 años.	
c)	7 veces: Suspenderá totalmente la operación del Participante del Mercado e iniciará el procedimiento de terminación del Contrato.	
4)	Los retiros del Fondo de Contingencia Contra la Morosidad se reembolsarán a dicho fondo por los siguientes medios:	
a)	Los pagos atrasados recibidos de los Participantes de Mercado se abonarán al fondo.	
b)	El CENACE iniciará los procedimientos convencionales, administrativos y los procesos judiciales para cobrar cuentas por cobrar a los Participantes del Mercado cuya operación haya sido suspendida o cuyos contratos hayan sido cancelados. Los importes percibidos menos los gastos legales y administrativos, se acreditarán al fondo.	
c)	Las cuentas por cobrar de los Participantes del Mercado cuyos contratos hayan sido cancelados, pueden ser vendidas a terceros mediante procesos competitivos para su cobranza (factoraje), de conformidad con los Manuales de Prácticas de	

	Mercado. Los ingresos de estas ventas serán acreditados al fondo.	
d)	Si las cuentas por cobrar son incobrables de conformidad con los Manuales de Prácticas de Mercado, la cantidad restante será cargada a todos los Participantes del Mercado que hacen las compras de energía física del mercado. El precio unitario de las Cuentas Incobrables se calculará como el balance neto de cuentas no cobrables, dividido entre las Compras Totales de energía física en el año anterior. Este precio se le cobrará por cada MWh de las Compras PM de energía física de cada Participantes del Mercado. Estos cargos serán aplicados diariamente y depositados en el fondo. Como resultado, las cuentas incobrables normalmente deberán ser reembolsadas al fondo dentro del año siguiente.	
e)	El precio unitario de las cuentas incobrables no podrá exceder los 50 pesos por MWh. Por tanto, si ocurre una falta de pago que exceda el producto de 50 pesos por las compras físicas totales de energía anuales, el período para devolver las cuentas incobrables al fondo podrá ser mayor al año.	
f)	El fondo podrá utilizar financiamiento temporal si el monto de obligaciones no pagadas es mayor que su capital.	
X.	Facturación y pagos	
1.	Medición	
	Reglas	
1)	Medición de Facturación	
a)	Objetivo: La medición con Calidad de facturación es parte fundamental del proceso de Mercado Eléctrico Mayorista, debido a que en función de esta se realizarán los pagos y cargos de las transacciones que en él se realicen. De tal forma que se debe contar con sistemas de medición confiables, con la finalidad de reflejar los cargos y liquidaciones de manera correcta.	
	Todos los sistemas y equipos de medición de energía deben de ser operado y mantenido para asegurar que ofrezcan un registro preciso de las cantidades de energía suministradas y recibidas por todas las partes. Cada Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado Eléctrico Mayorista es responsable de mantener adecuadamente su equipo de medición y el sistema de adquisición de medición de conformidad con las normas establecidas en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
	Esta sección describe los requisitos mínimos para la medición considerada en los procesos de	

facturación y liquidación. Estas directrices no son aplicables a los equipos de medición destinados a la supervisión local o para control y operación.		
b)	Los plazos para hacer efectivos los requerimientos de medición se establecerán en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
c)	Toda la medición y el envío de información debe cumplir con los criterios establecidos en materia de Red eléctrica inteligente, interoperabilidad, seguridad y privacidad de información. Estos mismos deberán aplicarse a todos los sistemas de comunicación que se mencionan en estas Bases del Mercado Eléctrico de Mercado.	
d)	Lineamientos Generales: todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista involucrados en los procesos de facturación y liquidación se regirán por las siguientes reglas generales para la medición de facturación:	
i.	Debe contar con equipos de medición que cumplan con la especificación establecida en los Manuales de Prácticas del Mercado, en todos los puntos de entrega requeridos para el proceso de facturación.	
ii.	Deben de asegurarse que la información de medición sea enviada de forma automática al CENACE, con el fin de garantizar la liquidación y facturación oportuna. Esto permite al CENACE identificar y resolver información errónea para los servicios de liquidación y facturación	
iii.	Los sistemas de medición de facturación deben de ser capaces de recopilar y almacenar información bidireccional de acuerdo con la especificación establecida en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
iv.	El kilowatt-hora (kWh) es la unidad de medida estándar de servicio.	
v.	Para el caso de variables integradas, esta medición deberá realizarse en periodos de 5 minutos.	
vi.	Todos los registros de medición y la documentación asociada se conservarán durante el período que establezca la CRE para fines de auditoría independientes.	
vii.	Cualquier disputa que surja relacionado con los estándares de medición de facturación o su aplicación deberá ser resuelta de acuerdo con lo establecido en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
El CENACE es responsable de establecer las normas y procedimientos para el registro, certificación, auditoría, pruebas y mantenimiento de medidores de facturación y los procedimientos para la recolección, la seguridad, la validación y la estimación de los datos del		

medidor, conforme se establece en los Manuales de Prácticas de Mercado respectivos.	
El CENACE podrá realizar la verificación de los sistemas de medición en cualquier momento, pudiendo hacerlo a través de un tercero.	
e)	Sistemas de Medición: Se considera que los sistemas de medición están compuestos por el conjunto de los siguientes elementos, incluido en cada caso su programa informático correspondiente:
i.	Las instalaciones y equipos de medición eléctrica (transformadores de instrumentos, medidores, entre otros).
ii.	Sistema de comunicaciones, incluyendo elementos físicos (hardware) y sistemas informáticos (software), que permitan transmitir o recibir la información de la medición a distancia para ponerla a disposición del CENACE.
iii.	Sistema de sincronía de tiempo.
f)	Medición Principal: Para efectos de facturación y liquidaciones, los requisitos de medición principal son:
i.	Los medidores principales la fuente oficial de información medición.
ii.	Los sistemas de medición deben ser capaces de recopilar y almacenar información sobre intervalos de tiempo requeridos por el servicio prestado de acuerdo a los requisitos establecidos por el CENACE.
iii.	Cualquier unidad de generación que participe en el Mercado Eléctrico Mayorista debe tener dispositivos de medición independientes, capaces de registrar la cantidad de energía neta entregada al Sistema Eléctrico Nacional.
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.
v.	Cada sistema de medición deberá cumplir con los requisitos específicos de medición asociados con precisión, medición de respaldo, punto de entrega, medición de comprobación, mantenimiento, sistema de comunicación y sistema de sincronía de tiempo.
a.	Precisión: La exactitud mínima de medición para cada dispositivo

de medición está definido en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
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 prácticas. A petición de cualquiera de las partes, un sistema de medición se puede someter a prueba de verificación, pero, si se observa que no existe una desviación mayor a la permitida, la parte solicitante pagará por la prueba; en caso contrario el costo de la prueba será responsabilidad del Transportista o Distribuidor correspondiente. Se notificará al CENACE para fines de auditoría y control.	
La verificación de sincronía se realizará en una frecuencia menor, especificada en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.	
En el uso de sus atribuciones, el CENACE podrá verificar todas las instalaciones del sistema de medición de conformidad con las presentes bases de diseño de mercado, sus instrucciones técnicas complementarias y Manuales de Prácticas de Mercado aplicables.	
b. Medición de Respaldo: El sistema de medición de respaldo tendrá la misma precisión que la medición principal para servir como reemplazo.	
El sistema de medición de respaldo estará conectado al mismo punto de entrega que el sistema de medición primario y será capaz de recolectar y almacenar la medición de energía del punto de intercambio.	
Si en alguna prueba en un sistema de medición principal se presenta un error mayor a lo permitido en los términos de los Manuales de Prácticas del Mercado correspondientes, se ajustarán las cuentas de los Participantes en un periodo no mayor a los dos meses anteriores. Los periodos más largos de corrección, serán aprobados por el CENACE. Todos los errores descritos anteriormente serán comunicados al CENACE y documentados para fines de auditoría.	
c. Punto de Entrega: Se considera como punto de entrega el punto de conexión de Generadores, Distribuidores y grandes consumidores con la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, al nodo de interconexión internacional, así como los puntos frontera entre las diferentes compañías Transportistas o Distribuidoras.	
Para los procesos de facturación y liquidación, el medidor deberá estar instalado en un punto de entrega registrado por el CENACE.	

Un punto de entrega es el lugar concreto de la red donde se conectan los equipos de medición, de forma que la energía registrada corresponde a la energía entregada o recibida por cada una de las partes.	
d. Medición de Comprobación: Un Participante involucrado en el intercambio de energía, pero no responsable del sistema de medición para facturación y liquidación, puede elegir instalar un sistema de medición en el otro extremo de un elemento (línea, transformador, etc.) respecto del medidor principal, o en el mismo sitio si la instalación lo permite. Las mediciones de los equipos comprobantes pueden compararse con las del principal bajo la condición de que se incluya un sistema de compensación para ajustar adecuadamente los valores de entrega para tener en cuenta las pérdidas que pudiera existir entre ambos. Todo sistema de medición de comprobación deberá ser documentado y dado a conocer al CENACE y a todas las partes involucradas. Cualquier esquema de medición de comprobación debe ser aprobado por el CENACE.	
e. Mantenimiento: La precisión de todos los medidores de facturación, y sus transformadores de instrumento asociados, es verificada por las pruebas realizadas por el propietario del equipo, al menos una vez cada año. Si tales pruebas u otras, identifican o dan indicios de que un medidor está fuera de servicio o perdió precisión, el propietario tomará las medidas necesarias para restablecer el medidor y corregir la operación dentro del plazo aprobado por el CENACE. Mientras tanto, la medición respaldo puede ser utilizada bajo autorización del CENACE.	
Los procesos de mantenimiento y validación de los equipos de medición serán realizados por instituciones aprobadas por el CENACE.	
Todo el equipo debe ser restaurado para corregir el funcionamiento dentro del plazo de 30 días a partir de la fecha del descubrimiento, o una fecha mutuamente acordada por todas las partes. Si se requiere la instalación o sustitución de equipos para resolver la inexactitud, todo el equipo debe estar correctamente funcionando a una fecha mutuamente acordada por todas las partes. El CENACE debe ser notificado de la inexactitud, procedimientos provisionales y la resolución, para fines de auditoría.	

Los resultados de todas las pruebas de precisión son reportados al CENACE. El CENACE mantendrá un registro con la documentación de los resultados de todas las pruebas de medición de los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista que muestren errores mayores a los permitidos, para fines de auditoría.	
f. Sistemas de Comunicación: Con la finalidad de que se garantice el correcto funcionamiento y transferencia de información los sistema de comunicación, deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas, así como con las características emitidos por el CENACE.	
Dichos Sistemas de Comunicación, como el de mantenimiento y lo relativo para su correcta operación se desarrollarán con cargo al propietario del equipo.	
En caso de que por alguna razón, el sistema de comunicación no opere correctamente, se aplicará lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.	
g. Sistemas de Sincronía de Tiempo: Todos los sistemas de medición requeridos para los procesos de facturación y liquidaciones, deben contar con un sistema de sincronía de tiempo, que garantice que los relojes internos de los equipos de medición y concentradores de información tengan la misma referencia de tiempo (fecha, hora, minutos y segundos), de acuerdo con lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.	
g) Conservación de Medición: El CENACE mantendrá un registro de todos los datos de medición de facturación, por el período que establezca la CRE, que permita la repetición de los cálculos de facturación y liquidaciones, para fines de auditoría y un periodo de 7 años para fines de consulta.	
2) Adquisición de Medición de Facturación	
a) Objetivo: En esta sección se describen los lineamientos generales para adquisición y procesamiento de los datos de medición para el proceso de facturación y liquidación.	
b) Lineamientos Generales: La adquisición de datos de medición para el Mercado Eléctrico Mayorista se llevará a cabo a través de los sistemas establecidos por el CENACE.	
Estos sistemas deben de considerar la transmisión de la información desde los diferentes puntos de medición de una instalación eléctrica (subestación o planta Generadora) hacia los sistemas de información del CENACE, donde se almacenará la información de mediciones en un	

registro histórico por medidor.	
Los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, deberán asegurarse que los datos de medición provenientes de sus instalaciones, estén disponibles para su transmisión a los Sistemas de Adquisición de Medición del CENACE de acuerdo a los requerimientos establecidos para la transmisión de datos en los Manuales de Prácticas de Negocio respectivos.	
El CENACE no será responsable por fallas en la transmisión de la información. Ante fallas en el sistema de transmisión de la información, aplicara lo establecido en el Manual de Prácticas de Negocio correspondiente.	
El CENACE, será el organismo encargado de procesar la información proveniente de los diferentes Participantes del mercado con el fin de conciliar la energía comercializada entre los Participantes y elaborar las facturas correspondientes.	
Los sistemas de medición para todos los puntos de entrega, dispondrán de mecanismos seguros y confiables de hardware y software para permitir que solo personal autorizado por el CENACE tenga acceso hacia los sistemas de medición y adquisición de datos para fines de mercado incluyendo medidores, dispositivos concentradores, equipo de administración y software necesario para recolectar la información con propósitos de facturación y liquidación.	
Cada Participante del mercado se obliga a aceptar la condición establecida en el presente inciso para poder participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
El suministro de datos de medición de energía a terceras partes, deberá ser acordado entre el CENACE y el propietario del sistema de medición, siempre y cuando se justifique plenamente la necesidad de proporcionar dicha información a terceras partes. Para efectos de lo anterior, las autoridades facultadas para recibir dicha información y los representantes de las Centrales Eléctricas y Centros de Cargo que se miden no se consideran terceras partes.	
c) Modos de Conexión: La adquisición de datos de un equipo de medición por parte del CENACE podrá ser de manera directa o a través de concentrador, según decida el responsable del equipo de medición en conjunto con el CENACE.	
En caso de ser a través de un concentrador, este deberá de cumplir los requerimientos establecidos en la especificación incluida en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
d) Registro de los Equipos de Comunicaciones: El CENACE mantendrá un inventario actualizado de los equipos que conforman el sistema de comunicaciones y de aquellos otros equipos que proporcionen la garantía de integridad y seguridad de acuerdo con las normas aplicables vigentes, con exclusión de los elementos pertenecientes a redes públicas de comunicación.	
Los equipos de comunicaciones deberán estar homologados o normalizados, según proceda, y	

cumplirán las normas de seguridad y telecomunicaciones que les sean aplicables.	
e) Medios y Protocolos de Comunicación: El CENACE definirá y actualizará los medios y protocolos válidos de acceso, tanto para la comunicación local como la remota, cuyas características se establecerán en las especificaciones técnicas del Sistema de Adquisición de Medición. En la elección de dichos medios y protocolos se tendrá en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los responsables de los sistemas de medición.	
Los responsables de los sistemas de medición podrán proponer al CENACE que incorpore nuevos medios y protocolos. El CENACE procederá a su incorporación, siempre que las propuestas sean aprobadas bajo los criterios de Calidad mínimos para garantizar la funcionalidad y seguridad definidas en estas bases y sus instrucciones técnicas complementarias.	
f) Sistema de Adquisición de Medición: El CENACE será el responsable de la definición, instalación, mantenimiento y administración del Sistema de Adquisición de Medición, así como de la adaptación permanente de los equipos a las necesidades de los sistemas de medición y de la evolución tecnológica.	
Las especificaciones técnicas del Sistema de Adquisición deberán estar alineadas con los requisitos establecidos en las presentes bases de diseño de Mercado y en sus instrucciones técnicas complementarias.	
g) Periodicidad de las Lecturas: Las instrucciones técnicas complementarias fijarán la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a los equipos de medición, principales y de respaldo utilizados en el proceso de facturación y liquidación.	
A petición de cualquiera de los Participantes involucrados en el punto de medición y previa justificación, se podrán realizar lecturas adicionales, corriendo los gastos por cuenta del solicitante, sin perjuicio de la posible utilización posterior de dicha información a los efectos que procedan.	
2. Liquidaciones en el Mercado	
2.1 Disposiciones Generales	
Reglas	
1) Autoridad de liquidación	
a) Las liquidaciones en el Mercado de electricidad se llevarán a cabo por el CENACE.	

2)	Sistema de Doble Liquidación.	
a)	El Mercado utilizará un sistema de doble liquidación para la energía y los Servicios Conexos incluidos en el Mercado, lo cual implica una liquidación del Mercado del Día en Adelanto seguida por una liquidación para las diferencias con el Mercado de Tiempo Real.	
b)	Todos los Participantes de Mercado tendrán una programación en el Mercado del Día en Adelanto, el cual establecerá la línea de base para la liquidación de cantidades en Mercado de Tiempo Real.	
c)	El CENACE tendrá un saldo neto de cero en cada una de las dos liquidaciones.	
d)	El CENACE calculará cuatro liquidaciones adicionales, las cuales también producirán un saldo neto de cero para el CENACE:	
i.	Liquidación de Servicios no basados en el mercado: Procesamiento de cargos que no están directamente relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista, tales como las tarifas reguladas de transmisión y distribución.	
ii.	Liquidación del mercado de potencia: Pagos por las transacciones de Potencia realizadas en el mercado de Potencia.	
iii.	Liquidación de Certificados de Energías Limpias: Pagos por las transacciones de Certificados de Energías Limpias realizadas en el mercado de Certificados de Energías Limpias.	
iv.	Otras liquidaciones: Pagos y reembolsos de otros costos e ingresos que deben ser distribuidos entre los Participantes del Mercado.	
e)	En el mercado de SEGUNDA etapa, el Sistema de Doble Liquidación se sustituirá por un Sistema de Triple Liquidación, a fin de agregar un Mercado de una Hora en Adelanto.	
3)	Ciclo de liquidación.	
a)	El ciclo de liquidación es la periodicidad con la que las facturas son enviadas y los pagos realizados entre el CENACE (como agente liquidador) y los Participantes de Mercado.	
b)	En el Mercado Eléctrico Mayorista de PRIMERA ETAPA, el CENACE enviará facturas quincenales. En el mercado de SEGUNDA ETAPA el CENACE enviará facturas semanales.	

c)	En el Mercado Eléctrico Mayorista de PRIMERA ETAPA, las facturas se calcularán y enviarán los viernes después del cierre de cada segunda semana. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las facturas se calcularan y enviaran el viernes después del cierre de cada semana.	
d)	Las facturas se basarán en estados de cuenta correspondientes a los mismos días de operación, los cuales se enviarán cada día, cinco días después del día de operación correspondiente.	
e)	El proceso de liquidación incluirá re-liquidaciones. Se volverá a realizar el cálculo de todas las facturas de cada día de operación con base en los datos de medición actualizados, errores corregidos y disputas resueltas conforme a la siguiente clasificación. :	
i.	Re-liquidación inicial.	
ii.	Re-liquidación intermedia.	
iii.	Re-liquidación final.	
f)	La publicación de los estados de cuenta se clasifica de la siguiente manera:	
i.	Estado de Cuenta Inicial (O+5DH). 5 días hábiles posteriores al día de operación.	
ii.	Estado de Cuenta Re-Liquidación Inicial (O+35DH). 35 días hábiles posteriores al día de operación.	
iii.	Estado de Cuenta Re-Liquidación Intermedia (O+75DH). 75 días hábiles posteriores al día de operación.	
iv.	Estado de Cuenta Re-Liquidación Final (O+150DH). 150 días hábiles posteriores al día de operación.	
g)	Los plazos para la emisión de facturas de Re-liquidación se establecerán en los Manuales de Prácticas de Mercado. La relación entre los Estados de Cuenta y las facturas se describe a continuación:	
i.	Factura Inicial. Esta factura incluye el total de los cargos netos diarios presentados en estados de cuenta iniciales (O+5DH) que corresponden al periodo que termina 1 semana anterior a dicha fecha de publicación.	
ii.	Factura Re-Liquidación Inicial. Incluye el total de la suma de los Estados de Cuenta de Re-Liquidación Inicial (O+35DH), que corresponden al periodo incluido en la factura.	

iii.	Factura Re-Liquidación Intermedia. Incluye el total de la suma de los Estados de Cuenta Re-Liquidación Intermedia (O+75DH), que corresponden al periodo incluido en la factura.	
iv.	Factura Re-Liquidación Final. Incluye el total de la suma de los Estados de Cuenta de Re-Liquidación Final (O+150DH), que corresponden al periodo incluido en la factura.	
h)	La Re-liquidación dará lugar a un cobro o pago neto por el monto de la diferencia entre la liquidación anterior y la re-liquidación actual.	
i)	Los cobros y créditos netos por las re-liquidaciones incluirán intereses sobre el saldo que se deba al CENACE.	
j)	En la implementación de SEGUNDA ETAPA, el sistema de estados de cuenta y de facturación proporcionará información suficiente para que los Participantes del Mercado sean capaces de reconstruir todos sus cálculos. En todo momento, los estados de cuenta y facturas desglosarán los cobros y pagos por tipo de cargo.	
4)	Validación de Precios.	
a)	El CENACE implementará un proceso interno para validar los precios del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real antes de la emisión de las facturas iniciales.	
b)	Las re-liquidaciones se podrán derivar de ajustes de datos de medición, errores de cálculo, controversias y casos excepcionales que requieran el recálculo de precios.	
i.	Los precios de mercado solo se recalcularán en los siguientes casos de excepción:	
a.	Errores sistémicos en los modelos de despacho del CENACE, cuando resulten en errores de precios que rebasen los montos establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado.	
b.	Por instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, cuando éste detecte la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados.	
ii.	Los precios de mercado no se recalcularán como resultado de correcciones rutinarias en los valores de medición, o de la inclusión de restricciones en los modelos de despacho del CENACE que posteriormente se identifiquen como imprecisas.	

c)	Las re-liquidaciones considerarán el recálculo de los precios de mercado que, en su caso, se realicen.	
2.2	Precios y Liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto	
	Reglas	
1)	Los tipos de cargos incluidos en el Mercado del Día en Adelanto son:	
a)	Energía aceptada en el Día en Adelanto.	
b)	Servicios Conexos basados en Mercado de un Día en Adelanto.	
c)	Derechos Financieros de Transmisión.	
d)	Pagos de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
e)	Distribución de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.	
f)	Distribución cancelada de Derechos Financieros de Transmisión.	
g)	Exceso y faltante de cobros por congestión en el Día en Adelanto.	
h)	Sobrecobro por pérdidas marginales en el Día en Adelanto.	
i)	Garantía de Suficiencia de Ingresos para la asignación de generación en el Día en Adelanto.	
2)	Los precios pagados y cobrados por el CENACE para los diversos tipos de cargos de un Día en Adelanto se calcularán de la siguiente manera:	
a)	Energía aceptada en el Día en Adelanto: El Precio Marginal Local de un Día en Adelanto para cada nodo será calculado en el modelo de despacho de un Día en Adelanto, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse. Los pagos por Congestión y Pérdidas Marginales están incluidos en el Precio Marginal Local de un Día en Adelanto.	
b)	Servicios Conexos aceptados en el Mercado de un Día en Adelanto: Los precios de un Día en Adelanto pagados y cobrados por cada zona se calcularán en el modelo de despacho de un Día en Adelanto, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse.	
c)	Derechos Financieros de Transmisión: Su valor será igual al Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local de un Día en Adelanto en el nodo de destino, menos el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal	

	Local de un Día en Adelanto en el nodo de origen, durante cada hora de su vigencia. Los Derechos Financieros de Transmisión serán “totalmente financiados”: cualquier diferencia entre el valor de los Derechos Financieros de Transmisión y el Sobrecobro Bruto de la Congestión se cubrirá por todos los Participantes del Mercado, como se describe en el punto g) siguiente.	
d)	Pago de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión: Las posiciones de Derechos Financieros de Transmisión compradas por Participantes del Mercado en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión serán adquiridas a un precio por MWh determinado en la subasta. El pago de este precio hacia o desde el CENACE, será liquidado como una transacción del Mercado del Día en Adelanto en el ciclo de facturación semanal.	
e)	Distribución de las subastas de Derechos Financieros de Transmisión: Normalmente será positiva, pero podrá ser negativa en caso de que el conjunto de Derechos Financieros de Transmisión legados deje de ser factible y el CENACE requiera un pago neto a los Participantes del Mercado con el fin de asignar los Derechos Financieros de Transmisión que hacen factible a la solución. El ingreso total de la subasta será distribuido de manera proporcional en cada día de vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión, y el monto correspondiente a cada día se dividirá por las Compras Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto con el fin de calcular el precio de la distribución de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión en cada día.	
f)	Distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados: El valor total de los Derechos Financieros de Transmisión que se encuentran en la Cuenta de Depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados y rechazados, más el valor de los pagos recibidos por la Cuenta de Depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión cancelados y rechazados por la venta de sus Derechos Financieros de Transmisión en subasta, serán divididos por las Compras Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto con el fin de determinar el precio de la distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados en cada día. El ingreso de la subasta será distribuido de manera proporcional en cada día de vigencia de los Derechos Financieros de Transmisión.	
g)	Exceso y Faltante de Cobro por Congestión en el Día en Adelanto: Los componentes de congestión de los Precio Marginales Locales del Mercado del Día	

en Adelanto multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto, menos los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto es el Sobrecobro Bruto por Congestión del Mercado del Día en Adelanto. El Sobrecobro Bruto por Congestión de un Día en Adelanto menos los pagos Netos hechos por el CENACE por las liquidaciones de los Derechos Financieros de Transmisión es el Exceso y Faltante Neto de Cobro por Congestión de un Día en Adelanto. El Exceso y Faltante Neto de Cobro por Congestión de un Día en Adelanto dividido entre las Compras Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto es el Precio de Reembolso del Exceso y Faltante de Cobro por Congestión de un Día en Adelanto. Puede ser positivo o negativo.	
3) Los precios pagados por el CENACE por los diversos tipos de cargos de un Día en Adelanto, se calculan de la siguiente manera:	
a) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto: La cantidad aplicable a cada Generador programado para operar por el CENACE en el Mercado del Día en Adelanto será su oferta de arranque (si el CENACE lo instruyó para arrancar), y sus ofertas de operación en vacío, de energía incremental y de Servicios Conexos que corresponden a las decisiones del Mercado del Día en Adelanto, menos el ingreso de ventas del Mercado del Día en Adelanto, durante el periodo de asignación, si el valor es positivo. El valor total del pago de Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto será dividido entre el número total de horas en las que la Unidad de Central Eléctrica fue instruida por el CENACE para operar, con el fin de determinar el precio a pagar por las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación del Mercado del Día en Adelanto. Un precio diferente a pagar por las Garantías de Suficiencia de Ingresos de la Asignación de Generadores del Mercado del Día en Adelanto, será calculado para cada periodo de asignación, en caso de que existan más de una Garantía de Suficiencia de Ingresos durante el mismo día. El pago por Garantía de Suficiencia de Ingresos de la Asignación de Generadores del Mercado del Día en Adelanto será anulado en las horas en las que el Generador no cumpla con las instrucciones de despacho.	

b) Sobrecobro por pérdidas marginales en el Mercado del Día en Adelanto: El componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto multiplicado por el volumen de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto, menos el componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales multiplicado por el volumen de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto tendrá valor positivo. En cada año, hasta que se hayan financiado los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, este monto será transferida a dicho fondo. De este momento en adelante, la cantidad que resulte del sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día en Adelanto dividido entre las Compras Totales de energía en el Mercado del Día de Adelanto será el Precio de Reembolso del Sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día en Adelanto por MWh.	
4) Los precios que cobrará el CENACE para los diferentes tipos de cargos en el Mercado del Día de Adelanto se calcularán de la siguiente manera:	
a) Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado del Día e1n Adelanto: el costo total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado del Día en Adelanto se dividirá entre las Compras Totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto durante el día operativo con el fin de determinar el precio de distribución de las Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado del Día en Adelanto, que será cargado a los Participantes del Mercado.	
5) Las cantidades que se carguen y acrediten a los Participantes del Mercado se calcularán de la siguiente manera:	
a) La energía aceptada se pagará y cobrará cada hora en el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto para el nodo aplicable:	
i. Generadores: se les acreditarán volúmenes de energía aceptada para cada hora en el Mercado del Día en Adelanto a cada NodoP en el que sus Centrales Eléctricas están registrados.	
ii. A todos los Participantes del Mercado: se les acreditarán las ventas virtuales en el Mercado del Día en Adelanto y se les cargarán las compras virtuales en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP.	

iii.	A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la programación de importaciones físicas en el Mercado del Día en Adelanto (ventas al Mercado Eléctrico Mayorista de energía comprado en el extranjero) y se les cargará la programación de exportaciones físicas en el Mercado del Día en Adelanto (compras al mercado a fin de vender la energía en el extranjero) para cada hora en cada NodoP, basado en la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto.	
iv.	A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará por las Transacciones Bilaterales Financieras de un Día en Adelanto en las cuales se reporten como receptores, y se les cargará por las Transacciones Bilaterales Financieras en las cuales se reporten como emisores, para cada hora en cada NodoP.	
v.	Entidades Responsables de Carga: Se les cargarán las ofertas de compra de carga del Mercado del Día en Adelanto que sean aceptadas para cada hora en cada NodoP distribuido que representa una zona de carga.	
b)	Servicios Conexos incluidos en el Mercado:	
i.	Generadores: Se les acreditarán volúmenes aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto de servicios en cada zona de Centrales Eléctricas por hora, a los precios zonales de cada Servicio Conexos por hora del Mercado del Día en Adelanto aplicables en la zona de que se trate.	
ii.	Generadores: se les cargarán sus obligaciones de reservas, de acuerdo con el tipo de generación, a los precios zonales de cada Servicio Conexos por hora del Mercado del Día en Adelanto aplicables en la zona de que se trate. Las obligaciones de reservas para los diferentes tipos de Generador serán determinados por la CRE.	
iii.	A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la programación del Mercado del Día en Adelanto de importaciones físicas de Servicios Conexos y les será cargada la programación del Mercado del Día en Adelanto de las exportaciones físicas de Servicios Conexos en cada zona por cada hora.	
iv.	A todos los Participantes del Mercado: se les cargarán las obligaciones de reservas de acuerdo con sus programas de importación y exportación, a los precios zonales de cada Servicio Conexos por hora del Mercado del Día en Adelanto aplicables en la zona de que se trate. Las	

	obligaciones de reservas para los diferentes tipos de importador y exportador serán determinados por la CRE.	
v.	Entidades Responsables de Carga: se les realizarán cargos por sus obligaciones de reservas, las cuales se calculan como la cantidad total de las reservas no incluidas en las obligaciones de reservas de los Generadores, importadores y exportadores, dividida entre las compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto de las Entidades Responsables de Carga, multiplicada por las compras de energía en el Mercado del Día en Adelanto de la Entidades Responsables de Carga. La participación de reservas se cargará a los precios zonales de cada Servicio Conexo por hora del Mercado del Día en Adelanto aplicables en la zona de que se trate.	
c)	Derechos Financieros de Transmisión: El valor de los Derechos Financieros de Transmisión se cargará o acreditará a los Participantes de Mercado por cada Derecho Financiero de Transmisión que posean.	
d)	Pago de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión: Las posiciones de Derechos Financieros de Transmisión compradas por los Participantes del Mercado en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión indicarán la cantidad adquirida por cada Participante del Mercado al precio determinado en la subasta. Cuando un Derecho Financiero de Transmisión se compra por un precio positivo, el CENACE facturará al comprador por el monto total, 5 días hábiles después de la realización de la subasta. Cuando un Derecho Financiero de Transmisión se compra por un precio negativo, el CENACE pagará al comprador de manera proporcional en cada día de la vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.	
e)	Distribución de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión: El precio de distribución de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión será multiplicado por las compras de energía que haya realizado el Participante del Mercado en el Mercado del Día de Adelanto.	
f)	Distribución de Derechos Financieros de Transmisión Cancelados: El precio de la distribución de Derechos Financieros de Transmisión Cancelados se multiplicará por las compras de energía que haya realizado el Participante del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto.	
g)	Garantía de Suficiencia de Ingresos de la Asignación de Generación en el Mercado	

del Día en Adelanto:		
i.	A los Generadores se les pagará el Precio de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora de su asignación en el Día en Adelanto, excepto en las horas en las que no hayan seguido las instrucciones de despacho.	
ii.	A los Participantes del Mercado les será cargado el precio de distribución de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado del Día en Adelanto por cada MWh de Compras de energía que el Participante del Mercado haya realizado en el Mercado del Día en Adelanto durante el día correspondiente.	
h)	Exceso y Faltante de Cobros por congestión: A los Participantes del Mercado se les acreditará o se les cargará el Precio de Reembolso por el exceso o Faltante de cobro de Congestión del Mercado del Día en Adelanto por cada MWh de energía comprada por el Participante del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto para la hora correspondiente.	
i)	Sobrecobro de Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto: A los Participantes del Mercado se les acreditará o se les cargará el precio del Sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día de Adelanto por cada MWh de energía comprada por el Participante del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto para la hora correspondiente.	
2.3 Precios y Liquidaciones del Mercado en Tiempo Real		
Reglas		
1)	Los tipos de cargos en el Mercado de Tiempo Real incluyen los siguientes:	
a)	Energía Entregada en Tiempo Real.	
b)	Servicios Conexos incluidos en el Mercado en Tiempo Real.	
c)	Excesos y faltantes de Cobros por congestión del Mercado de Tiempo Real.	
d)	Excesos y faltantes de Cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real.	
e)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real.	
f)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado	

	de Tiempo Real.	
	g) Penalizaciones por incumplimiento de las instrucciones de despacho.	
2)	En el mercado de PRIMERA ETAPA, todos los cargos del Mercado de Tiempo Real estarán basados en los datos de mediciones por hora y los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real reflejarán el promedio por hora de todos los Precios Marginales Locales por intervalo de despacho obtenidos durante dicha hora. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, los diversos cargos aplicables del Mercado de Tiempo Real serán calculados y liquidados por cada intervalo de despacho.	
3)	Los precios pagados y cobrados por el CENACE para los diferentes tipos de cargos en el Mercado de Tiempo Real se calculan de la siguiente manera:	
a)	Energía entregada en Tiempo Real: El Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real para cada nodo se calculará en el modelo de despacho en Tiempo Real (Despacho Económico con Restricciones de Seguridad), incluyendo una corrida de precio en caso de utilizarse. Los pagos por Congestión y Pérdidas Marginales se incluirán en el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real.	
b)	Servicios Conexos incluidos en el Mercado en Tiempo Real: Los precios en Tiempo Real pagados y cobrados en cada zona, se calcularán en el modelo Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse.	
c)	Excesos y Faltantes de Cobro por Congestión en el Mercado de Tiempo Real: El Exceso o Faltante de Cobro Neto por Congestión en el Mercado de Tiempo Real es igual a la suma de los productos de la componente de congestión del precio local en el mercado de tiempo real por la diferencia entre: (a) la compra de energía por los Participantes del Mercado en el tiempo real; y (b) la venta de energía por los Participantes del Mercado en tiempo real en cada NodoP. El Exceso y Faltante de Cobro Neto por Congestión en el Mercado de Tiempo Real dividido entre las Compras Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real es igual al Precio de Reembolso del Exceso y Faltante de cobro por Congestión en el Mercado de Tiempo Real. Puede ser positivo o negativo.	
d)	Exceso y Faltante de cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real: El componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real multiplicado por la diferencia entre: (a) la compra de energía por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real, y (b) la venta de energía por los Participantes del	

	Mercado en el Mercado de Tiempo Real, en cada NodoP. Podrá tener un valor positivo o negativo. Esta cantidad será sumada o restada de la cantidad transferida al Fondo de Servicio Universal Eléctrico por el sobrecobro por pérdidas Marginales del Mercado del Día de Adelanto hasta que se hayan financiado los requerimientos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, este monto será transferido a dicho fondo, hasta el momento en el que se cumplan los objetivos nacionales de electrificación. A partir de ese momento, el Exceso y Faltante de cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real dividido entre las Compras Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real será igual al Precio de Reembolso de Exceso y Faltante de Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real.	
4)	Los precios que pagará el CENACE por los diferentes tipos de cargos en Tiempo Real se calcularán de la siguiente manera:	
a)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real: La cantidad aplicable a cada Generador que recibe una instrucción de arranque del CENACE en el Mercado de Tiempo Real será las ofertas de arranque, de operación en vacío y de energía incremental que correspondan al despacho en Tiempo Real, menos el ingreso por las ventas en Tiempo Real, durante el periodo de asignación, si el valor es positivo. El valor total del pago de Garantías de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado de Tiempo Real será dividido entre el número total de horas en las que el Generador recibió una asignación del Mercado de Tiempo Real, con el fin de determinar el precio de pago de las Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado de Tiempo Real. Un precio diferente de pago de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado de Tiempo Real será calculado para cada periodo de asignación, en caso de que la asignación en el Mercado de Tiempo Real corresponda a dos diferentes arranques durante el mismo día. El pago de Garantías de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generadores en el Mercado de Tiempo Real será anulado en las horas en las que el Generador no siga las instrucciones de despacho.	
b)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por el Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real: Si los Generadores reciben instrucciones del CENACE para operar a niveles diferentes de la solución del despacho, ya sea para la activación	

	de reservas o por requerimientos de Confiabilidad, entonces recibirán la diferencia entre el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real y el precio de su oferta para dicho nivel de producción, si dicha diferencia ha generado un costo neto.	
c)	Penalizaciones por incumplimiento a las instrucciones de despacho: La cantidad total de la penalización dividida entre la Compras Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real será el precio unitario de Reembolso por las Penalizaciones en Tiempo Real.	
5)	Los precios que cobrará el CENACE por los diferentes cargos en Tiempo Real se calcularán de la siguiente manera:	
a)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación: El costo total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos para la asignación de generación será dividido entre las Compras Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real más las Ventas Totales de energía en el Mercado de Tiempo Real con la finalidad de determinar el Precio de distribución de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en Tiempo Real que se cargará a los Participantes del Mercado.	
b)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por el Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real: El costo total de las Garantía de Suficiencia de Ingresos por el Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real será dividido entre las compras totales de energía en el Mercado de Tiempo Real más las ventas totales de energía en el Mercado de Tiempo Real con el fin de determinar el precio de distribución de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real que será cargado a los Participantes del Mercado.	
c)	Penalizaciones por incumplimiento a las instrucciones de despacho: El precio unitario establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado se aplicará por cada MW de incumplimiento del despacho que se encuentre fuera de la banda de tolerancia.	
6)	Las cantidades cargadas y acreditadas a cada Participantes del Mercado se calcularán de la siguiente manera:	
a)	La energía entregada se pagará y cobrará al Precio Marginal Local del intervalo de despacho del Mercado de Tiempo Real para el nodo aplicable:	
i.	Generadores: se les acreditará por la generación medida en cada intervalo de despacho en exceso de la energía asignada en el Mercado	

	del Día en Adelanto en cada nodo de las Centrales Eléctricas por cada hora; y se les cargará por la generación medida en cada intervalo de despacho que resulte menor a la energía asignada en el Mercado del Día en Adelanto en cada nodo de las Centrales Eléctricas por cada hora.	
ii.	A todos los Participantes del Mercado: se les cargarán las ventas virtuales de un Día en Adelanto y se les acreditarán las compras virtuales de un Día en Adelanto en cada nodo por cada hora.	
iii.	A todos los Participantes del Mercado: se les acreditarán las programaciones de exportación física implementadas menores a las programaciones en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora, y se les cargarán las programaciones de importación física implementadas menores a las programaciones en el Mercado del Día en Adelanto en cada nodo por cada hora, basado en el estado final de las etiquetas electrónicas sometidas por cada Participante del Mercado.	
iv.	A todos los Participantes del Mercado: Se les acreditarán las Transacciones Financieras Bilaterales en Tiempo Real en las que se reporten como receptores, y se les cargarán las Transacciones Financieras Bilaterales en Tiempo Real en las cuales se reporten como emisores, en cada nodo por cada hora.	
v.	Entidades Responsables de Carga: se les cargará por la carga medida, más el factor aprobado por la CRE que representa su contribución a las pérdidas de la zona, por cada intervalo de despacho en exceso de las ofertas de compra de carga del Mercado del Día en Adelanto en cada hora, y se les acreditará por la carga medida, más el factor aprobado por la CRE que representa su contribución a las pérdidas de la zona en cada intervalo de despacho por debajo de las ofertas de compra de carga del Mercado del Día en Adelanto aceptadas en cada zona y por cada hora.	
b)	Servicios Conexos incluidos en el Mercado:	
i.	A todos los Participantes del Mercado: se les acreditarán los Servicios Conexos asignados en Tiempo Real en cada zona y por cada intervalo de despacho en exceso de las asignaciones de un Día en Adelanto en cada hora, y se les cargará la asignación en Tiempo Real y el volumen de importación en cada intervalo de despacho por debajo de las asignaciones de un Día en Adelanto en cada hora, a los precios zonales	

	de cada Servicio Conexo en cada intervalo despacho en Tiempo Real por la zona aplicable.	
ii.	A todos los Participantes del Mercado: se les cargarán las obligaciones de reservas en Tiempo Real en cada intervalo de despacho en exceso de las obligaciones de reservas de un Día en Adelanto en cada hora y se les acreditarán las obligaciones de reservas en Tiempo Real en cada intervalo de despacho por debajo de las obligaciones de reservas de un Día en Adelanto en cada hora, a los precios zonales de cada Servicio Conexo en cada intervalo de despacho en Tiempo Real por la zona aplicable.	
c)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real:	
i.	Se les pagará a los Generadores los precios de pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real por cada hora de su asignación en el Mercado de Tiempo Real, excepto por las horas en las que no hayan seguido las instrucciones de despacho.	
ii.	Se cargará a los Participantes del Mercado el precio de la distribución de las Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real por cada MWh de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real y por cada MWh de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real.	
d)	Garantía de Suficiencia de Ingresos por el despacho de generación en el Mercado de Tiempo Real:	
i.	Se les pagará a los Generadores, cuando reciben instrucciones del CENACE para operar a niveles diferentes de la solución del despacho, el precio de pago de las Garantía de Suficiencia de Ingresos por el despacho de generación en el Mercado de Tiempo Real multiplicado por cada MWh de diferencia de la solución de despacho, si dicha diferencia ha generado un costo neto, excepto por las horas en que no hayan seguido las instrucciones de despacho.	
ii.	Se cargará a los Participantes del Mercado el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por el despacho de Generadores en	

	el Mercado de Tiempo Real por cada MWh de energía comprada y vendida por el Participante del Mercado.	
e)	Exceso y Faltante de Cobros por Congestión en el Mercado de Tiempo Real: A los Participantes del Mercado se les acreditará o cargará el precio unitario de Reembolso por el Exceso y Faltante de Cobro por Congestión en Tiempo Real por cada MWh de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real.	
f)	Exceso y Faltante de cobro por Pérdidas Marginales en el Mercado de Tiempo Real: A los Participantes del Mercado se les acreditará o cargará el Precio de Reembolso por el Exceso y Faltante de Cobro por Pérdidas Marginales en Tiempo Real por cada MWh de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real.	
g)	Penalizaciones por incumplimiento de las instrucciones de despacho:	
i.	Se aplicará a los Generadores el precio de la penalización correspondiente por cada MW de desviación en cada intervalo de despacho.	
ii.	Se acreditará a los Participantes del Mercado el Precio de Reembolso por Penalizaciones en Tiempo real por cada MWh de energía Comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real.	
2.4	Precios y Liquidaciones de Servicios Fuera del Mercado	
	Reglas	
1)	El CENACE incluirá en las liquidaciones de Servicios Fuera del Mercado los cargos y pagos por los siguientes servicios:	
a)	Servicio de Transmisión.	
b)	Servicio de Distribución.	
c)	Operación del mercado y Servicio de Control del Sistema.	
d)	Servicios Conexos no incluidos en el Mercado:	
i.	Reservas reactivas,	
ii.	Potencia Reactiva, y	
iii.	Servicio de arranque de emergencia.	

2)	La CRE determinará las tarifas reguladas para todos los servicios fuera de mercado que se describen en este Capítulo. Las Tarifas reguladas establecerán el precio unitario y las fórmulas para la asignación a diferentes Participantes del Mercado.	
3)	Las tarifas reguladas para los Servicios Conexos fuera de mercado pueden incluir un componente de costo de oportunidad. Para este fin, el CENACE calculará el costo de oportunidad de los Servicios Conexos fuera de mercado que sean despachados.	
4)	El suministro del Abasto Aislado (detrás-del-medidor) que opera con una interconexión al Sistema Eléctrico Nacional pagará por todos los servicios basados en el mercado y fuera de Mercado que apliquen, con base en las inyecciones y retiros individuales de cada Central Eléctrica y Centro de Carga.	
5)	Las tarifas reguladas para los servicios fuera de Mercado se actualizarán periódicamente por la CRE. El CENACE calculará y pagará o cobrará a los Participantes del Mercado por los servicios fuera de mercado en los ciclos de liquidación a que se refiere este documento.	
2.5 Pagos y Liquidaciones de Potencia		
Reglas		
1)	Los precios pagados y cobrados por el CENACE para los diversos cargos del mercado de Potencia serán calculados conforme al Manual de Prácticas de Mercado relativo al mercado de Potencia.	
2)	Los pagos basados en el mercado de Potencia se calcularán en el segundo mes después de que finalice el año de operación de que se trate.	
2.6 Certificados de Energías Limpias		
Reglas		
1)	El mercado de Certificados de Energías Limpias resultará en un precio único en cada ocasión que se realiza en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. El CENACE facturará a los Participantes de Mercado por las transacciones celebradas en dicho mercado 5 días hábiles después de su realización.	
2.7 Transacciones Financieras Bilaterales		
Reglas		
1)	Los Participantes del Mercado pueden elegir entre dos opciones para la liquidación de los Contratos de Cobertura:	

a)	Sin informar al CENACE (cualquier producto).	
b)	A través del CENACE, mediante la programación de una Transacción Bilateral Financiera (solo energía y Servicios Conexos incluidos en el mercado).	
c)	A través del CENACE, mediante el reporte de una transacción bilateral (solo potencia).	
2)	Las transacciones bilaterales de Potencia no se consideran Transacciones Bilaterales Financieras porque conllevan la transferencia de la obligación legal de procurar Potencia. Los mecanismos para reportar esas transacciones se definen en las Reglas del Mercado relativos al mercado de Potencia.	
3)	Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica obtendrán las siguientes ventajas al programar Transacciones Bilaterales Financieras con el CENACE:	
a)	La compra neta que el adquirente hace al CENACE es menor, ya que se acredita con sus compras a través de los Contratos de Cobertura. Esto reduce los requisitos de crédito del comprador con el CENACE.	
b)	La venta neta del vendedor al CENACE es menor, debido a los cargos por la cantidad de energía y otros productos vendidos bajo el Contrato de Cobertura. Esto reduce el monto de capital de trabajo requerido para financiar el ciclo de pago del CENACE.	
4)	Con la finalidad de programar una Transacción Bilateral Financiera, las partes en los Contratos de Cobertura Eléctrica deben informar al CENACE del contenido de las condiciones relevantes:	
a)	Las condiciones relevantes incluyen la cantidad de energía transferida, el nodo al cual la energía es transferida, la hora u horas en que la energía se transfiere y el mercado en el que se hace la transferencia (Mercado del Día de Adelanto o Mercado de Tiempo Real), o condiciones equivalentes para transacciones de Servicios Conexos.	
b)	Entre las condiciones no relevantes se incluyen los pagos acordados entre las partes o las reglas generales del Contrato de Cobertura que generaron la programación específica de la Transacción Bilateral Financiera. El CENACE no requiere esta información.	
5)	Los Contratos de Cobertura Eléctrica ingresados como resultado de las Subastas de Mediano y Largo Plazo, serán registrados automáticamente por el CENACE como una Transacción Bilateral Financiera por la duración de los contratos.	
6)	Cuando no sea resultado de una Subasta de Servicio Básico, las partes podrán informar	Excepto el caso de contratos de potencia (ver

al CENACE de las condiciones relevantes de sus Transacciones Bilaterales Financieras dentro de las 36 horas siguientes del cierre del Mercado de Tiempo Real o del Mercado del Día de Adelanto en el que será aplicada la TBFin.		número 2 pg. 172. ¿Qué pasa con los CELs? ¿Tampoco se registran como TBF?
2.8	Otros Cargos	
Reglas		
1)	Los siguientes cargos y créditos se incluirán en las liquidaciones de los Participantes del Mercado	
a)	Cobro de Multas instruidas por la CRE.	
b)	Penalizaciones estipuladas en las reglas de mercado y sus disposiciones operativas	
c)	Déficit y Superávit de los Contratos de Interconexión Legados.	
d)	Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.	
e)	Pérdidas no aprobadas por la CRE incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
f)	Pérdidas no aprobadas por la CRE no incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista.	
g)	Costos de energías de desbalance en interconexiones internacionales.	
h)	Cuentas incobrables.	
2)	Cobro de Multas: Cuando se le instruya la CRE, el CENACE incluirá multas en la facturación de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores. La determinación de las multas es responsabilidad de la CRE. Los Ingresos por las multas se destinarán al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.	
3)	Penalizaciones estipuladas en las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista y sus disposiciones operativas: Las reglas del mercado podrán estipular penalizaciones adicionales para garantizar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista. Cuando no se indique expresamente un destino del monto ingresado por estos conceptos, su destino será el Fondo de Contingencia contra la Morosidad.	
4)	Déficit y Superávit de los Contratos de Interconexión Legados: La CFE reportará al CENACE las diferencias entre los cobros y pagos realizados a los Titulares de los Contratos de Interconexión Legados y los cobros y pagos realizados al CENACE bajo las Reglas del Mercado como representante de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga incluidos en dichos contratos. El valor total del déficit o superávit resultante se	

	reembolsará a la CFE. Dicho monto será cargado o abonado a los Participantes del Mercado. El cargo se aplicará a los Participantes del Mercado proporcionalmente a todos los MWh negociados en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real.	
5)	Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico: Los ingresos netos por el Sobrecobro por Pérdidas Marginales (hasta que se satisfagan los requerimientos del Fondo), así como las sanciones aplicadas en términos de la Ley, se destinarán al Fondo de Servicio Universal Eléctrico. Si no se utilizan dentro de dos años, serán devueltos a los Participantes del Mercado. Los fondos recibidos por el CENACE se distribuirán a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional, en función del Total de Compras Físicas de energía del mercado durante el año previo a la distribución.	
6)	Pérdidas no aprobadas por la CRE incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista: La cantidad de energía inyectada al Sistema Eléctrico Nacional en ubicaciones incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista, será mayor que la cantidad de energía retirada del sistema en las ubicaciones incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista, debido a las pérdidas. Estas pérdidas son pagadas a través de la porción del Sobrecobro bruto de pérdidas marginales que no es reembolsado al Fondo de Servicio Universal Eléctrico. Sin embargo, los Transportistas y Distribuidores son responsables de mantener las pérdidas en los niveles aprobados por la CRE, y serán responsables cuando las pérdidas reales sean mayores o menores al nivel de pérdidas aprobadas. Por tanto, para cada sección del Sistema Eléctrico Nacional que sea incluida en el Mercado Eléctrico Mayorista y sea operada por algún Transportista o Distribuidor, el CENACE llevará a cabo el siguiente cálculo para cada hora de operación:	
	a. Determinar la cantidad de pérdidas de energía que ocurrieron físicamente.	
	b. Determinar la cantidad de pérdidas de energía aprobadas por la CRE.	
	c. Determinar el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, como el producto del promedio del Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en cada región del Sistema Eléctrico Nacional y la diferencia entre las pérdidas observadas y las pérdidas aprobadas.	
	d. El valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados será cargado o pagado al Distribuidor o al Transportista en los términos que defina la CRE.	

7)	Las pérdidas no aprobadas por la CRE no incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista: La energía será comprada por Entidades Responsables de Carga en los NodosP incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Las cantidades cargadas a las Entidades Responsables de Carga por los Centros de Carga Indirectamente Modelados será mayor que las cantidades medidas en sus medidores; el Modelo Comercial de Facturación extrapolará el consumo medido para tomar en cuenta las pérdidas aprobadas. Sin embargo, la cantidad total cargada a las Entidades Responsables de Carga podrá ser diferente de la cantidad de retiros físicos en los NodosP. Esto ocurrirá, en particular, cuando las pérdidas en la porción del Sistema Eléctrico Nacional no incluida en el Mercado Eléctrico Mayorista sean diferentes de los niveles aprobados por la CRE. Es la responsabilidad de cada Distribuidor el pagar o recibir un crédito por este exceso o reducción de pérdidas. El CENACE calculará la diferencia entre la cantidad de retiros físicos de energía en cada NodoP y la cantidad de retiros físicos de energía facturados a las Entidades Responsables de Carga, y cargará este monto a los Distribuidores al Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real.	
8)	Desbalance Internacional: El CENACE gestionará, si aplican, las diferencias entre el intercambio programado y el intercambio real de las líneas de enlace internacionales (energía inadvertida). En el caso de que estas diferencias resulten en un cargo o crédito neto pagable por o al CENACE, la cantidad será cargada o acreditada a todos los Participantes del Mercado en los términos que defina la CRE.	
9)	Cuentas incobrables: El precio de las cuentas incobrables será calculado como se describe en el manual de prácticas de mercado correspondiente y será cargado a los Participantes del Mercado por cada MWh de energía física comprada por cada Participante del Mercado.	
3.	Contratos de Interconexión Legados	
Reglas		
1)	Información general: Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados que no conviertan sus contratos existentes en nuevos Contratos de Interconexión en términos de la Ley, continuarán operando en los términos de sus contratos existentes.	
2)	Representación de Centrales Eléctricas y Centros de Carga:	
a)	La administración de los Contratos de Interconexión Legados estará a cargo del Generador de Intermediación que la Secretaría determine, pudiendo ser una subsidiaria o filial de la CFE u otro organismo que celebre el convenio	

	correspondiente con CFE. Este Generador de Intermediación 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 Ley.	
b)	Para el manejo de Contratos de Interconexión Legados, el Generador de Intermediación deberá establecer con el CENACE un contrato de Participante del Mercado para la administración de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga amparados por dichos contratos.	
c)	El Generador de Intermediación que designe la Secretaría se considerará representante de la capacidad de las Centrales Eléctricas y representante de los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, y se sujetará a las obligaciones correspondientes de los Generadores y los Suministradores, apegándose a lo siguiente:	
i.	Las obligaciones del Generador de Intermediación con respecto a las ofertas basadas en costo para estas Centrales Eléctricas se sujetarán a un régimen especial, establecido en estas Reglas de Mercado.	
ii.	En los términos de la Ley, las obligaciones de obtener Certificados de Energías Limpias correspondientes a los Centros de Carga serán de los titulares de los Contratos de Interconexión Legados. El Generador de Intermediación no asumirá dichas obligaciones.	
iii.	Las demás excepciones que se señalen explícitamente en las Reglas del Mercado.	
3)	Liquidaciones:	
a)	El Generador de Intermediación recibirá los estados de cuenta y facturas del CENACE para liquidar las posiciones que los Contratos de Interconexión Legados produzcan en el Mercado Eléctrico Mayorista. El Generador de Intermediación dará a conocer estos estados de cuenta a los titulares de dichos contratos, con la finalidad de mostrar la liquidación que resultaría en caso de sujetarse a las nuevas Reglas de Mercado.	
b)	El Generador de Intermediación calculará el costo o ingreso neto que resulte del cumplimiento de los términos de los Contratos de Interconexión Legados, así como el costo o ingreso neto que resulte de la representación de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista. El Generador de Intermediación reportará al CENACE el resultado neto de las operaciones para	

que el CENACE reembolse o cobre al Generador de Intermediación por este resultado.		
4)	Operación:	
a)	A fin de permitir su representación en el mercado, el Generador de Intermediación realizará ofertas al Mercado Eléctrico Mayorista para dichas Centrales Eléctricas y Centros de Carga en los siguientes términos:	
i.	Cuando los titulares de los Contratos de Interconexión Legados informen al Generador de Intermediación de un programa de operación para su Central Eléctrica o Centro de Carga, incluyendo los programas deseados de importación o exportación, el Generador de Intermediación reportará la información correspondiente al Mercado Eléctrico Mayorista.	
a.	Para los programas de operación de las Centrales Eléctricas:	
(i)	El Generador de Intermediación reportará un estatus de Operación Obligada para las horas en que los titulares informen de un programa de operación. Cuando los titulares informen que no es su interés que su Central Eléctrica tenga un programa de operación, el Generador de Intermediación les dará el estatus de No Disponible.	
(ii)	Cuando los titulares de los Contratos de Interconexión Legados informen al Generador de Intermediación de un nivel programado de operación, el Generador de Intermediación reportará al CENACE límites de despacho (Máximo y Mínimo) iguales a dicho nivel.	
(iii)	Cuando los titulares de los Contratos de Interconexión Legados ofrezcan la venta de energía económica notificada en los términos de dichos contratos, el Generador de Intermediación reportará al CENACE los límites de despacho (Máximo) iguales al nivel programado así como la cantidad disponible de energía económica. Dicha energía se ofrecerá al Mercado del Día en Adelanto al mismo precio ofrecido por el titular del Contrato de Interconexión Legado.	

b.	Para el consumo en los Centros de Carga, el Generador de Intermediación reportará al CENACE ofertas de compra fijas con cantidades iguales a las cantidades programadas por los titulares de los Contratos de Interconexión Legados.	
c.	Para la exportación de energía eléctrica, el Generador de Intermediación presentará las ofertas correspondientes (para comprar una cantidad máxima y una cantidad mínima de energía al Mercado Eléctrico Mayorista al punto de exportación a fin de exportarla), sin reportar un precio. Dicha oferta no se considerará en el Mercado del Día en Adelanto, sino que se evaluará inmediatamente después de la conclusión de dicho mercado., Para tal efecto, el CENACE aceptará el programa de exportación, y permitirá la implementación de la etiqueta correspondiente, sólo cuando se cumplan las siguientes dos condiciones:	
i.	Exista capacidad de exportación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista que sea suficiente para transmitir la cantidad mínima ofrecida, y.	
ii.	Exista capacidad de transmisión adecuada para transportar energía desde la Central Eléctrica incluida en el Contrato de Interconexión Legado al punto de exportación. Para tal efecto:	
1.	Cuando sea aplicable un Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, se aplicarán los criterios incluidos en dicho contrato.	
2.	Cuando no sea aplicable ningún Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, el criterio para determinar la disponibilidad de transporte desde la Central Eléctrica considerará que solo existe capacidad de transmisión disponible cuando el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto haya sido mayor en el nodo de la Central Eléctrica que en el nodo del punto de exportación. Los manuales operativos del mercado podrán establecer criterios adicionales para determinar la capacidad de transmisión disponible.	
a.	La cantidad de exportación programada será el menor entre la cantidad máxima de la oferta de compra, la capacidad de transmisión disponible al punto de exportación y capacidad de exportación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista. Dicha transacción se liquidará como una compra en el Mercado de Tiempo	

Real por el Generador de Intermediación. Asimismo, el Generador de Intermediación ofrecerá la Central Eléctrica asociada con el programa de exportación, con un precio de cero. Para tal efecto, deberá ofrecer un estatus de “no disponible” al Mercado de un Día en Adelanto y un estatus de “Auto Asignación” al Mercado de Tiempo Real, igual a la cantidad del programa de exportación. El titular del Contrato de Interconexión Legado será responsable, en el papel de “Entidad de Compraventa” (PSE por sus siglas en inglés), por la implementación de etiquetas electrónicas correspondientes a los programas de exportación que resulten.	
d. Para la importación de energía eléctrica, el Generador de Intermediación presentará las ofertas correspondientes (para vender una cantidad fija de energía al Mercado Eléctrico Mayorista al punto de exportación que haya sido importado), sin reportar un precio. Dicha oferta no se considerará en el Mercado del Día en Adelanto, sino que se evaluará inmediatamente después de la conclusión de dicho mercado. Para tal efecto, el CENACE aceptará el programa de importación y permitirá la implementación de la etiqueta correspondiente, sólo cuando se cumplan las siguientes dos condiciones:	
i. Exista capacidad de importación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista, y.	
ii. Exista capacidad de transmisión adecuada para transportar energía desde el punto de importación al punto de carga incluido en el Contrato de Interconexión Legado. Para tal efecto:	
1. Cuando sea aplicable un Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, se aplicarán los criterios incluidos en dicho contrato.	
2. Cuando no sea aplicable ningún Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, el criterio para determinar la disponibilidad de transporte al punto de carga considerará que solo existe capacidad de transmisión disponible cuando el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto haya sido menor en el nodo del punto de carga que en el nodo del punto de importación. Los manuales operativos del mercado podrán establecer criterios adicionales para determinar la capacidad de transmisión disponible.	

e.	La cantidad de importación programada será el menor entre la cantidad de la oferta de venta, la capacidad de transmisión disponible al punto de carga y la capacidad de importación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista. Dicha transacción se liquidará como una compra en el Mercado de Tiempo Real por el Generador de Intermediación. El titular será responsable, en el papel de “Entidad de Compraventa” (PSE por sus siglas en inglés), por la implementación de etiquetas electrónicas correspondientes a los programas de importación que resulten.	
ii.	Cuando los titulares de los Contratos de Interconexión Legados no envíen programas de operación de Centrales Eléctricas o Centros de Carga con tiempo suficiente para que el Generador de Intermediación los reporte al CENACE dentro de los plazos aplicables al Mercado Eléctrico Mayorista, el Generador de Intermediación utilizará los programas de operación de un Día en Adelanto. Cuando reciba información actualizada después de los plazos límites aplicables al Mercado del Día en Adelanto, el Generador de Intermediación actualizará las capacidades de las Centrales Eléctricas en las ofertas al Mercado de Tiempo Real. El Generador de Intermediación solo realizará ofertas de importación y exportación cuando haya recibido con tiempo suficiente la solicitud para el día correspondiente.	
b)	Los Titulares de Contratos de Interconexión Legados están obligados a proveer pronósticos de generación en tiempo real.	
c)	En condiciones de emergencia, las Centrales Eléctricas con Contratos de Interconexión Legados estarán obligadas a entregar la energía solicitada por CENACE en los términos de los Contratos de Interconexión Legados.	
4.	Contabilidad	
Reglas		
1)	La contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista está diseñada para operar en una base de equilibrio. Esto es, las operaciones del mercado resultarán en una cantidad total de débitos a los balances del CENACE igual a la cantidad total de créditos a los balances del CENACE, sin que ninguna operación resulte en un débito o crédito a la cuenta de patrimonio del CENACE.	

2) Con únicamente las excepciones expresadas en estas bases, cada uno de los mercados (Mercado del Día en Adelanto, Mercado de Tiempo Real, mercado de Potencia y Subastas de Derechos Financieros de Transmisión) y servicios también operará en una base de equilibrio. Esto es, el monto a cobrarse por el CENACE y el monto a pagarse por el CENACE por un servicio en particular, como las reservas rodantes en el Mercado de Tiempo Real, serán exactamente iguales.	
---	--