

DOF: 08/09/2015

Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico.

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y que en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica;

Que el Transitorio Tercero de la Ley de la Industria Eléctrica establece en su tercer párrafo, que por única ocasión la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría determine;

Que la Ley de la Industria Eléctrica define las Bases del Mercado Eléctrico como aquellas disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las subastas a que se refiere la propia Ley, y

Que las Bases del Mercado Eléctrico definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente: ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, Distrito Federal, a 1 de septiembre de 2015.- El Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell.- Rúbrica.

BASES DEL MERCADO ELÉCTRICO

CONTENIDO

- BASE 1 Introducción y disposiciones generales
 - 1.1 Naturaleza de las Bases del Mercado Eléctrico
 - 1.2 Contenido de las Bases del Mercado Eléctrico
 - 1.3 Descripción del Mercado Eléctrico Mayorista
 - 1.4 Etapas de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista
 - 1.5 Estructura y desarrollo de las Reglas del Mercado
- BASE 2 Definiciones y reglas de interpretación
 - 2.1 Términos definidos
 - 2.2 Reglas de interpretación
- BASE 3 Registro y acreditación de Participantes del Mercado
 - 3.1 Disposiciones generales
 - 3.2 Procedimiento de registro de los Participantes del Mercado
 - 3.3 Procedimiento de Acreditación de los Participantes del Mercado
 - 3.4 Usuarios Calificados
 - 3.5 Suministradores
 - 3.6 Retiros definitivos de Unidades de Central Eléctrica y remoción del registro
- BASE 4 Garantías de cumplimiento
 - 4.1 Disposiciones generales
 - 4.2 Monto Garantizado de Pago
 - 4.3 Responsabilidad Estimada Agregada
 - 4.4 Insuficiencia de las garantías de cumplimiento
- BASE 5 Acceso al Sistema Eléctrico Nacional
 - 5.1 Interconexión y conexión al Sistema Eléctrico Nacional
 - 5.2 Transferencia de activos
- BASE 6 Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional
 - 6.1 Principios generales
 - 6.2 Servicios Conexos requeridos para la Confiabilidad

- 6.3 Estados operativos del Mercado Eléctrico Mayorista
- 6.4 Planeación Operativa
- 6.5 Recursos de energía limitada
- 6.6 Programación de salidas
- BASE 7 Pequeños sistemas eléctricos
- BASE 8 Modelos utilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista
 - 8.1 Modelo de la Red Física
 - 8.2 Modelo Comercial de Mercado
 - 8.3 Modelo Comercial de Facturación
 - 8.4 Modelado de elementos específicos
- BASE 9 Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo
 - 9.1 Disposiciones Generales
 - 9.2 Aspectos generales de las ofertas de venta
 - 9.3 Aspectos generales de las ofertas de compra
 - 9.4 Ofertas virtuales
 - 9.5 Ofertas de las Unidades de Central Eléctrica
 - 9.6 Ofertas de Recursos de Demanda Controlable
 - 9.7 Ofertas de importación o exportación
 - 9.8 Transacciones Bilaterales
 - 9.9 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de horizonte extendido
 - 9.10 Pronósticos
- BASE 10 Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo
 - 10.1 Mercado del Día en Adelanto
 - 10.2 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad
 - 10.3 Mercado de Tiempo Real
 - 10.4 Servicios Conexos
 - 10.5 Programación de Importación y Exportación

- 10.6 Disponibilidad de gas natural
- 10.7 Suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo
- 10.8 Contratos de Interconexión Legados
- BASE 11 Mercado para el Balance de Potencia
 - 11.1 Disposiciones Generales
 - 11.2 Operación del Mercado para el Balance de Potencia
- BASE 12 Mercado de Certificados de Energías Limpias
- BASE 13 Derechos Financieros de Transmisión
 - 13.1 Naturaleza y características
 - 13.2 Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFT Legados)
 - 13.3 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
 - 13.4 Fondeo de la expansión de la transmisión y la distribución
- BASE 14 Subastas de Mediano y Largo Plazo
 - 14.1 Disposiciones comunes
 - 14.2 Subastas de Mediano Plazo
 - 14.3 Subastas de Largo Plazo
- BASE 15 Sistema de Información del Mercado
 - 15.1 Disposiciones generales
 - 15.2 Categorías de información
- BASE 16 Sistemas de medición
 - 16.1 Características y reglas generales
 - 16.2 Verificación y mantenimiento del sistema de medición
 - 16.3 Adquisición, procesamiento y registro de información
- BASE 17 Liquidación, facturación y pago
 - 17.1 Disposiciones generales
 - 17.2 Estado de cuenta, facturación y validación de precios
 - 17.3 Liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto
 - 17.4 Liquidaciones del Mercado de Tiempo Real

- 17.5 Liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista
- 17.6 Liquidaciones del Mercado para el Balance de Potencia
- 17.7 Liquidaciones del Mercado de Certificados de Energías Limpias
- 17.8 Otras liquidaciones
- 17.9 Pagos

BASE 18 Vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista

- 18.1 Disposiciones Generales
- 18.2 Autoridad de Vigilancia del Mercado
- 18.3 Unidad de Vigilancia del Mercado
- 18.4 Monitor Independiente del Mercado
- 18.5 Vigilancia de ofertas y costos
- 18.6 Código de Conducta

BASE 19 Incumplimientos y solución de controversias

- 19.1 Restricción o suspensión de la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista
- 19.2 Terminación del contrato de Participante del Mercado
- 19.3 Procedimiento para la solución de controversias

BASES DEL MERCADO ELÉCTRICO

BASE 1

Introducción y disposiciones generales

1.1 Naturaleza de las Bases del Mercado Eléctrico

1.1.1 Las Bases del Mercado Eléctrico son un cuerpo normativo integrado por disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios de diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las subastas a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica.

1.1.2 El Mercado Eléctrico Mayorista es un mercado operado por el CENACE en el que las personas que celebren con ese organismo el contrato respectivo en la modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado, podrán realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias y los demás productos que se requieren para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

1.1.3 El Mercado Eléctrico Mayorista debe regirse por las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas del Mercado, que en su conjunto integran las Reglas del Mercado. Además de establecer los procedimientos que permitan realizar las transacciones de compraventa antes mencionadas, las Reglas del Mercado deben establecer los requisitos mínimos para ser Participante del Mercado, determinar los derechos y obligaciones de los Participantes del Mercado, definir la manera en que deberán coordinarse las actividades de los Transportistas y Distribuidores para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, y definir mecanismos para la solución de controversias.

1.2 Contenido de las Bases del Mercado Eléctrico

1.2.1 La Base 1 explica la naturaleza de las Bases del Mercado Eléctrico y describe brevemente su contenido; señala las etapas y los tiempos previstos para la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista; y explica la estructura jerárquica de las Reglas del Mercado así como la forma en que éstas se irán desarrollando.

1.2.2 La Base 2 contiene la lista de términos definidos y el significado que tiene cada uno de ellos para los efectos de este instrumento, y además establece algunas reglas básicas de interpretación.

1.2.3 La Base 3 establece el procedimiento para que los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista puedan registrarse como Participantes del Mercado y acreditarse para realizar en él transacciones. Además de la suscripción del contrato correspondiente con el CENACE, para realizar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista será indispensable que los participantes garanticen debidamente las obligaciones que asuman frente al CENACE.

1.2.4 La Base 4 describe precisamente la forma en que los Participantes del Mercado deberán garantizar el cumplimiento de las obligaciones que asuman frente al CENACE respecto a su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista. En ella se indican qué instrumentos podrán utilizar

como garantía y la mecánica que utilizará el CENACE para administrar el riesgo de incumplimiento de obligaciones a cargo de Participantes del Mercado.

1.2.5 La Base 5 describe las condiciones de acceso al Sistema Eléctrico Nacional. En dicha base se establecen los criterios para la interconexión de Centrales Eléctricas y para la conexión de Centros de Carga, así como los procedimientos para la transferencia de activos entre Participantes del Mercado.

1.2.6 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, la Base 6 establece las normas que rigen el mantenimiento de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 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 en relación con el Mercado Eléctrico Mayorista. Lo previsto en esta Base complementa el Código de Red y las demás disposiciones que la CRE emita en materia de confiabilidad.

En esta Base 6 se establecen criterios para que el CENACE establezca 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 Energía de Corto Plazo.

En relación con la planeación operativa prevista en esta Base 6, 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

1.2.7 La Base 7 establece principios y reglas que deberán observarse para el establecimiento de esquemas especiales para la operación de los pequeños sistemas eléctricos que integran el Sistema Eléctrico Nacional, así como para el área de control de Baja California y para el sistema interconectado de Baja California Sur.

1.2.8 La Base 8 describe los modelos básicos utilizados por el Mercado Eléctrico Mayorista, 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 Mayorista. En esta Base se incluye el modelo de facturación que complementa el modelo comercial del mercado adicionando las Centrales Eléctricas y Centros de Carga indirectamente modelados y que no se incluyen individualmente en el modelo de la red física.

1.2.9 El Mercado Eléctrico Mayorista incluye un Mercado de Energía de Corto Plazo que comprende al Mercado del Día en Adelanto, al Mercado de Tiempo Real y, en una SEGUNDA ETAPA, al Mercado de Una Hora en Adelanto, en los cuales los Participantes del Mercado podrán enviar al CENACE sus ofertas de compra y venta de energía y Servicios Conexos. 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. 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, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema que serán pagados bajo tarifas reguladas determinadas por la CRE. La Base 9 incluye una descripción detallada de los insumos necesarios para el funcionamiento del Mercado de Energía de Corto Plazo, como las ofertas de compra y venta de energía y Servicios Conexos, las ofertas virtuales, las transacciones bilaterales y de importación/exportación, y el cálculo de costos de oportunidad. En ella también se incluye la descripción de los pronósticos utilizados por el CENACE.

1.2.10 La Base 10 describe detalladamente el funcionamiento del Mercado de Energía de Corto Plazo, incluyendo el tratamiento de los Contratos de Interconexión Legados y los Servicios Conexos incluidos en este mercado. Esta Base también incluye aspectos de la coordinación del mercado eléctrico y del mercado de gas natural, tomando 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.

1.2.11 Adicionalmente, el mercado eléctrico contará con un Mercado para el Balance de Potencia que garantice la instalación de capacidad de generación suficiente para cumplir los requisitos mínimos establecidos por la CRE. Este mecanismo se complementará por un mecanismo de precios graduales de escasez de reservas. La Base 11 describe el funcionamiento de este Mercado para el Balance de Potencia.

1.2.12 En relación a los Certificados de Energías Limpias, existirá un mercado de corto plazo en el que los Participantes del Mercado podrán presentar ofertas para vender o comprar estos certificados libremente. El mercado de Certificados de Energías Limpias se describe en la Base 12.

1.2.13 La Base 13 describe los Derechos Financieros de Transmisión, los cuales serán adquiridos a través de asignación (legados), 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.

1.2.14 La Base 14 describe 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 Eléctrica que abarcan energía eléctrica, 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 eléctrica y Potencia para los tres años siguientes y una Subasta de Largo Plazo que se llevará a cabo anualmente para contratos de cobertura de Potencia, energía eléctrica de fuentes limpias y Certificados de Energías Limpias. La entrega de estos productos iniciará tres años después de llevarse a cabo la subasta y tendrá una duración de quince o veinte años.

1.2.15 Las condiciones de acceso a la información del Mercado Eléctrico Mayorista se describen en la Base 15. En ella se ordena la implementación de un Sistema de Información del Mercado que permita a los Participantes del Mercado, a las autoridades involucradas y al público en general conocer y tener acceso a la información relevante respecto a la operación de dicho mercado.

1.2.16 La Base 16 describe las características que deben cumplir los sistemas de medición fiscal (con calidad de facturación), incluyendo responsabilidades referentes a su instalación, verificación y mantenimiento, así como para la adquisición, procesamiento y envío de registros de medición para los procesos de liquidación, lo cual es parte fundamental para llevar a cabo las liquidaciones de todas las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2.17 En la Base 17 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 Mayorista en una base de equilibrio.

1.2.18 Para asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, la Base 18 describe las responsabilidades que tendrá la Autoridad de Vigilancia del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado respecto al monitoreo del desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la verificación de ofertas realizadas por los Participantes del Mercado. En esta base se hace referencia al Código de Conducta que deberán observar los Participantes del Mercado, los Transportistas, los Distribuidores y el propio CENACE.

1.2.19 Finalmente, la Base 19 establece los procedimientos para la restricción o suspensión de la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de quienes incumplan con sus obligaciones, así como para la terminación del Contrato de Participante del Mercado. En esta base también se describen los procedimientos para la solución de controversias que surjan entre el CENACE y los Transportistas o Distribuidores, o bien, entre los Participantes del Mercado y los Transportistas o Distribuidores.

1.3 Descripción del Mercado Eléctrico Mayorista

1.3.1 El Mercado Eléctrico Mayorista consta de:

- (a) un Mercado de Energía de Corto Plazo, que a su vez se integra por:
 - (i) el Mercado del Día en Adelanto;
 - (ii) el Mercado de Tiempo Real; y, a partir de la SEGUNDA ETAPA,
 - (iii) el Mercado de Una Hora en Adelanto;
- (b) un Mercado para el Balance de Potencia;
- (c) un Mercado de Certificados de Energías Limpias; y,
- (d) subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

Además de ello, el CENACE operará subastas para asignar Contratos de Cobertura Eléctrica de mediano y largo plazo.

1.3.2 Mercado de Energía de Corto Plazo

(a) En el Mercado de Energía de Corto Plazo se realizan transacciones de compraventa de energía y Servicios Conexos basadas en Precios Marginales Locales de energía y precios zonales de Servicios Conexos.

(b) El modelo utilizado en el Mercado de Energía de Corto Plazo representa detalladamente la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que defina el CENACE, e incluye la representación de pérdidas.

1.3.3 Mercado para el Balance de Potencia

(a) Este mercado operará anualmente para el año inmediato anterior con el propósito de realizar transacciones de compraventa de Potencia no cubierta o comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica.

(b) A través de él las Entidades Responsables de Carga cuyos contratos no cubrieron los requisitos reales de Potencia de acuerdo a las obligaciones establecidas por la CRE y los Generadores cuya operación no satisfizo sus compromisos contractuales, podrán realizar transacciones con los Generadores y Entidades Responsables de Carga que tengan excedentes relativos a sus compromisos de Potencia.

1.3.4 Mercado de Certificados de Energías Limpias

(a) El CENACE operará un Mercado de Certificados de Energías Limpias que permita que las Entidades Responsables de Carga satisfagan las obligaciones establecidas por la CRE para la adquisición de dichos certificados.

(b) Este mercado permite realizar transacciones entre Entidades Responsables de Carga cuyos contratos de Cobertura Eléctrica no cubren sus obligaciones establecidas o las rebasan, Generadores cuya operación no permite cumplir con sus compromisos contractuales, y Generadores con excedentes relativos a sus compromisos.

1.3.5 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

(a) Los Derechos Financieros de Transmisión otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, entre un nodo de destino y un nodo de origen.

(b) El CENACE operará subastas para la asignación de Derechos Financieros de Transmisión a fin de que los interesados puedan adquirirlos y, en su caso, puedan utilizarlos para administrar los riesgos derivados de la congestión en el Sistema Eléctrico Nacional.

1.3.6 Subastas de Mediano y Largo plazo y Contratos de Cobertura Eléctrica

(a) El CENACE operará dos tipos de subastas para asignar contratos de mediano y largo plazo:

(i) Subastas de Mediano Plazo

(A) Estas subastas se llevarán a cabo con el objeto de asignar contratos para Potencia y energía con una duración de 3 años, iniciando el año próximo siguiente a aquel en el que se lleva a cabo la subasta.

(B) La energía se venderá en zonas de carga, a fin de que los vendedores de energía asuman los riesgos de congestión.

(ii) Subastas de Largo Plazo

(A) Estas subastas se llevarán a cabo con el objeto de asignar contratos con una duración de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias.

(B) En estas subastas la energía se venderá en las zonas de generación a fin de que los compradores de energía asuman los riesgos de congestión.

(C) Durante la vigencia de los contratos se utilizarán factores de ajuste que permiten considerar el valor de la energía de acuerdo a las horas en que ésta es entregada.

(b) Adicionalmente, de acuerdo con las disposiciones transitorias de la Ley, los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar Contratos Legados para el Suministro Básico para la energía y Productos Asociados de las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas.

(c) Además de estos contratos, los interesados podrán negociar otro tipo de Contratos de Cobertura Eléctrica y, algunos de ellos, podrán ser notificados al CENACE como Transacciones Bilaterales Financieras para efectos de liquidación y pago, o como Transacciones Bilaterales de Potencia para efectos del Mercado para el Balance de Potencia.

1.4 Etapas de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

1.4.1 Con el objetivo de asegurar el inicio oportuno de los elementos críticos y que el diseño completo incluya todos los aspectos necesarios para maximizar la eficiencia, los diferentes componentes del Mercado Eléctrico Mayorista y de las subastas se implementarán en diferentes momentos, y cada componente se podrá implementar en etapas.

1.4.2 El Mercado de Energía de Corto Plazo se implementará en las siguientes etapas:

(a) El mercado de PRIMERA ETAPA tendrá las características siguientes:

(i) No se permitirán ofertas virtuales.

(ii) Sólo incluirá al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real.

(iii) Sólo 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 con Restricciones de Seguridad.

(v) Los precios marginales del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real serán los menores entre los precios que resulten del programa de despacho y los precios tope establecidos en las Reglas del Mercado.

(vi) Las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en el Mercado del Día en Adelanto no serán instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos.

(vii) No se emitirán instrucciones de arranque de Unidades de Central Eléctrica por motivos económicos en el Mercado de Tiempo Real.

(viii) Todos los cargos del Mercado de Tiempo Real estarán basados en los datos de mediciones por hora.

(b) El mercado de SEGUNDA ETAPA tendrá las características siguientes:

(i) Incluirá ofertas virtuales, previa la validación respectiva por parte de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(ii) Además del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real, se incluirá al Mercado de Una 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. Los precios marginales del Mercado de Energía de Corto Plazo se basarán en una corrida de precios calculados con precios de escasez más bajos que los que se usan en la corrida de despacho.

(vi) Las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en el Mercado del Día en Adelanto podrán ser instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos, en cuyo caso recibirán la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado.

(vii) 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 las Bases del Mercado Eléctrico.

1.4.3 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.

(b) Las subastas de SEGUNDA ETAPA se realizarán mensualmente, introduciendo plazos mensuales y para el resto del año en curso. Asimismo, se realizarán subastas de Derechos Financieros de Transmisión con vigencia de tres años y por temporada.

(c) Posteriormente, se podrán implementar subastas con plazos distintos, previa modificación de las Bases del Mercado Eléctrico.

1.4.4 Los demás componentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Mercado para el Balance de Potencia, 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 las Bases del Mercado Eléctrico.

1.4.5 Los calendarios previstos para la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista son los siguientes:

(a) Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Nacional y el Sistema Interconectado Baja California

(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).

(iii) Operación del mercado de SEGUNDA ETAPA: Entre 2017 y 2018, de acuerdo con el componente específico.

(b) Subastas de Largo Plazo

(i) Publicación de bases de licitación: A partir de octubre de 2015 (para contratos que inician en 2018).

(ii) Adjudicación de contratos: primer trimestre de 2016.

(c) Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados: En octubre de 2015

(d) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

(i) Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de septiembre de 2016.

(ii) Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: A partir de noviembre de 2016.

(iii) Operación del mercado de SEGUNDA ETAPA: A partir de enero de 2017.

(e) Mercado para el Balance de Potencia

(i) Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: Octubre de 2016.

(ii) Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: Febrero de 2017.

(f) Subastas de Mediano Plazo

(i) Publicación de bases de licitación: A partir de octubre de 2016.

(g) Mercado de Certificados de Energías Limpias

(i) Pruebas del mercado de PRIMERA ETAPA: 2018.

(ii) Operación del mercado de PRIMERA ETAPA: 2018 o 2019, en función del periodo de obligación establecido por la Secretaría y lo determinado en Disposiciones Operativas del Mercado.

(h) Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Baja California Sur, así como el esquema especial de Mercado Eléctrico Mayorista aplicable a los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Operación Simplificada: En términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

1.4.6 Los calendarios previstos se podrán modificar a fin de asegurar el desarrollo completo de las Reglas del Mercado y de los sistemas requeridos para su ejecución confiable y eficiente. Para el Mercado de Energía de Corto Plazo la Secretaría confirmará que las pruebas se hayan completado de forma satisfactoria y emitirá la declaratoria de que dichos mercados puedan iniciar operaciones.

1.5 Estructura y desarrollo de las Reglas del Mercado

1.5.1 Las Reglas del Mercado se estructuran con la siguiente prelación jerárquica:

(a) Bases del Mercado Eléctrico: Es el documento que contiene las disposiciones de mayor jerarquía dentro de las Reglas del Mercado. Establece los principios para el diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista a que se refiere la Ley.

(b) Disposiciones Operativas del Mercado: Son los documentos que definen los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista y comprenden jerárquicamente los instrumentos siguientes:

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

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

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

1.5.2 Cada una de las disposiciones que integran las Reglas del Mercado deberán ser consistentes con aquellas de la jerarquía superior que les corresponda. Para todos los niveles de Reglas del Mercado, las entidades que hayan emitido reglas de mayor nivel jerárquico podrán ordenar el cambio de las reglas de menor nivel que, en su caso, no guarden congruencia con las reglas de mayor nivel.

1.5.3 La Secretaría emitirá las primeras Reglas del Mercado. Podrá emitir por separado los documentos que integran las primeras Reglas del Mercado. Dichas reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría determine.

1.5.4 Después de la emisión de las primeras Reglas del 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.

1.5.5 Después de la emisión de las primeras Reglas del 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. Para tal efecto, la CRE podrá determinar requisitos de autorización, procedimientos de análisis, discusión y aprobación interna o regulatoria que ésta considere, o bien, establecer que el CENACE, a través de su consejo de administración o de su director general, emita ciertas Disposiciones Operativas del Mercado una vez que se obtenga la aprobación interna. En tanto la CRE no emita un procedimiento distinto para la aprobación o modificación de las Disposiciones Operativas del Mercado, se observarán los procedimientos establecidos en las Reglas del Mercado. Ningún elemento de las presentes reglas limitará las facultades de la CRE.

1.5.6 La función de los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado es proponer, analizar, evaluar y recomendar cambios a las Reglas del Mercado, así como las demás funciones establecidas en esta Base 1.5.

1.5.7 Los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado se constituirán y funcionarán de conformidad con lo siguiente:

- (a) El consejo de administración del CENACE puede crear, modificar o disolver los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado que se requieran. Para la disolución de un Comité Consultivo, se requiere la autorización de la CRE.
- (b) Inicialmente, el consejo de administración del CENACE creará cuando menos un Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado especializado en Centrales Externas Legadas, Contratos de Interconexión Legados y la coordinación entre dichos contratos y el Mercado Eléctrico Mayorista.
- (c) En los Manuales de Prácticas de Mercado se establecerán mecanismos para asegurar la coordinación entre los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado.
- (d) Las sesiones de los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado 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 Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado:

(i) 2 miembros designados por el Director General del CENACE.

(ii) 2 miembros designados por los Generadores.

(iii) 1 miembro designado por los Suministradores de Servicios Básicos.

(iv) 1 miembro designado por los Suministradores de Servicios Calificados.

(v) 1 miembro designado por los Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

(vi) 1 miembro designado por los Usuarios Calificados que no sean Participantes del Mercado.

(vii) 1 o 2 miembros correspondientes a la materia del comité de que se trate, atendiendo a lo siguiente:

(A) Para los comités relacionados con el Mercado de Energía de Corto Plazo, el Mercado para el Balance de Potencia, el Mercado de Certificados de Energías Limpias, los Derechos Financieros de Transmisión, las Subastas de Mediano y Largo Plazo y demás asuntos de naturaleza comercial, un miembro será designado por los Comercializadores no Suministradores.

(B) Para los comités relacionados con la medición, interconexión y conexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, Confiabilidad y demás asuntos de naturaleza operativa, un miembro será designado conjuntamente por los Transportistas y Distribuidores.

(C) Para el comité especializado en Contratos de Interconexión Legados y Centrales Externas Legadas, un miembro será designado por los titulares de los Contratos de Interconexión Legados y otro miembro será designado por los operadores de las Centrales Externas Legadas.

(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 Análisis de las Reglas del Mercado. El miembro nombrado, en su caso, por los Transportistas y Distribuidores, no se incluirá en el cálculo de este límite.

(h) Los Transportistas y los Distribuidores podrán designar participantes en los comités sin derecho a voto, cuando sea necesario para el desempeño del comité o para representar los intereses de los Transportistas y Distribuidores. La designación de dichos participantes no es obligatoria, y deberá limitarse a los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado que tengan a su cargo temas relevantes para las operaciones de los Transportistas y Distribuidores.

(i) En los Manuales de Prácticas de Mercado se establecerán mecanismos para seleccionar a los miembros y demás participantes en los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado con el objetivo de garantizar que cuenten con las capacidades técnicas requeridas.

(j) 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 de Análisis de las Reglas del Mercado que tengan a su cargo temas relevantes asociados con las facultades de cada autoridad.

1.5.8 Después de la emisión de las primeras Reglas del Mercado, las modificaciones a dichas reglas serán realizadas conforme al siguiente procedimiento:

(a) Bases del Mercado Eléctrico

(i) Emisión: La CRE emitirá las modificaciones a las Bases del Mercado Eléctrico, las cuales deberán 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 y, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, de los Transportistas y Distribuidores, a efecto de que éstos, 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 Análisis de las Reglas del Mercado.

(iv) Ajuste a disposiciones de menor jerarquía: Al momento de la modificación a las Bases del Mercado Eléctrico, la CRE deberá establecer un plazo máximo para que el CENACE proponga las modificaciones correspondientes a las Disposiciones Operativas del Mercado.

(b) Manuales de Prácticas de Mercado

(i) Autorización y emisión: El CENACE propondrá a la CRE las modificaciones a los Manuales de Prácticas de Mercado.

(ii) Aprobación interna: El consejo de administración del CENACE aprobará las modificaciones a los Manuales de Prácticas de Mercado.

(iii) Consulta pública: Antes de emitir la aprobación respectiva, el CENACE hará los cambios propuestos del conocimiento oportuno de los Participantes del Mercado y, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, de los Transportistas y Distribuidores, a efecto de que éstos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.

(iv) Solicitudes de análisis: Cualquier Participante del Mercado o, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, cualquier Transportista o Distribuidor, podrá solicitar el análisis de aspectos específicos de los Manuales de Prácticas de Mercado presentando sus sugerencias al Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado competente. Dichos comités evaluarán todas las solicitudes que les sean presentadas.

(v) Revisión regulatoria: La CRE podrá solicitar al consejo de administración del CENACE revisar propuestas de modificación a los Manuales de Prácticas de Mercado a petición de un Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor, 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 Guías Operativas.

(ii) Aprobación interna: Los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado aprobarán 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 y, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, de los Transportistas y Distribuidores, a efecto de que éstos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.

(iv) Solicitudes de análisis: Cualquier Participante del Mercado o, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, cualquier Transportista o Distribuidor, podrá 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 Análisis de las Reglas del Mercado evaluarán todas las solicitudes que les sean presentadas.

(v) Revisión regulatoria: La CRE podrá solicitar a los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado revisar modificaciones a las Guías Operativas, ya sea a petición de un Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor, 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 los Criterios y Procedimientos de Operación.

(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 y, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, de los Transportistas y Distribuidores, a efecto de que éstos, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, emitan opinión o comentarios al respecto.

(iv) Solicitudes de análisis: Cualquier Participante del Mercado o, cuando se trate de la planeación u operación de sus redes, cualquier Transportista o Distribuidor, podrá solicitar el análisis de aspectos específicos de los criterios y procedimientos de Operación. La solicitud se realizará al Comité Consultivo de Análisis de las Reglas del Mercado que corresponda. Estas solicitudes serán públicas y enviadas al Director General del CENACE.

(v) Análisis: Los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado podrán analizar los criterios y procedimientos de Operación y solicitar al Director General del CENACE la reversión de la modificación o la realización de nuevos cambios derivados de una solicitud de un Participante del Mercado o por iniciativa propia.

(vi) Revisión regulatoria: La CRE podrá instruir al Director General del CENACE la revisión de los criterios y procedimientos de Operación, a petición de un Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor, 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.

1.5.9 Los cambios realizados a las Reglas del Mercado tendrán efecto con carácter general a partir de la fecha de entrada en vigor que se establezca en la versión autorizada de la propia regla. No se aplicarán los cambios de reglas de manera retroactiva.

1.5.10 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, Transportistas o Distribuidores 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.

1.5.11 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 del Mercado de manera inmediata. En este caso, el ente que expidió el cambio recibirá comentarios públicos durante 20 días hábiles con posterioridad de la emisión y, en su caso, realizará los ajustes pertinentes.

BASE 2

Definiciones y reglas de interpretación

2.1 Términos definidos

Para los efectos de las Bases del Mercado Eléctrico, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica y del artículo 2 de su Reglamento, se entenderá por:

2.1.1 Abasto Aislado: 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. El uso de energía generada en una Central Eléctrica para suministrar los usos propios de la misma Central Eléctrica no se considera Abasto Aislado.

2.1.2 Administrador de Gas Natural: El CENAGAS, los demás gestores de sistemas integrados de transporte de gas natural y otras empresas transportistas y distribuidoras de gas natural.

2.1.3 Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto: El proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica mediante el cual el CENACE determina, con base en las ofertas de compra y venta recibidas, los arranques y paros de Unidades de Central Eléctrica. Representa uno de los resultados del Mercado del Día en Adelanto, el cual también determina los niveles de generación, niveles de servicios conexos, Precios Marginales Locales de energía, y precios de los Servicios Conexos, y cuya función objetivo es la maximización del

excedente económico con base en las ofertas que sean presentadas en el Mercado del Día en Adelanto.

2.1.4 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto: El proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en la SEGUNDA ETAPA del mercado mediante el cual el CENACE determina, con base en las ofertas de venta recibidas y los pronósticos de demanda y excluyendo las ofertas virtuales, los arranques, paros de Unidades de Central Eléctrica que corresponden a la asignación mínima de Unidades de Central Eléctrica. La función objetivo es igual a la del Mercado del Día en Adelanto y se lleva a cabo antes de esta última.

2.1.5 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad: El proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica mediante el cual el CENACE determina, con base en información actualizada sobre la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, pronósticos de demanda y cambios en la topología de la Red de Transmisión Nacional y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, u otros cambios en las condiciones del sistema, los arranques adicionales requeridas para asegurar la Confiabilidad. La función objetivo es la minimización de los costos de las unidades adicionales asignadas y se lleva a cabo después del Mercado del Día en Adelanto.

2.1.6 Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real: El proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica que tiene como función principal incrementar la granularidad de la asignación de Unidades de Central Eléctrica para la operación en el tiempo real, partiendo de la asignación previamente calculada, de tal manera que la asignación de tiempo real quede establecida con base en intervalos de despacho quince-minutales.

2.1.7 Autoridad de Vigilancia del Mercado: La autoridad responsable de vigilar a los Participantes del Mercado, 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, así como de vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 104 de la Ley y en las Reglas del Mercado. Dicha facultad será ejercida por la CRE, a través de su órgano de gobierno, una vez que concluya el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y, antes de ello, por la Secretaría, a través de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear o de la unidad administrativa que la sustituya, con el apoyo técnico de la CRE.

2.1.8 Base: Cualquiera de las disposiciones de las presentes Bases del Mercado Eléctrico.

2.1.9 Capacidad Instalada: La cantidad de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñada para producir o dejar de consumir; también conocida como la capacidad de placa. La Capacidad Instalada se verificará por la CRE.

2.1.10 Capacidad Entregada: La cantidad de potencia que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las horas críticas de un año dado. Dicha cantidad se calculará por el CENACE después de cada año en los términos de estas Bases del Mercado y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.

2.1.11 Central Eléctrica Agregada: Central Eléctrica que se modela a través de un NodoP Agregado.

2.1.12 CEL: Certificados de Energías Limpias, como se define en la Ley.

2.1.13 Código de Conducta: El Manual de Prácticas de Mercado en el que se establecen reglas, procedimientos y otras disposiciones que deberán ser observadas por los Participantes del Mercado, los Transportistas, los Distribuidores y el propio CENACE, para asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado.

2.1.14 Código de Red: Los criterios establecidos por la CRE que contienen los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, acceso y uso de la infraestructura eléctrica aplicables a todas las condiciones operativas que se puedan presentar, en cumplimiento con los aspectos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

2.1.15 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 analizar las Reglas del Mercado, con la participación de representantes de los Integrantes de la Industria Eléctrica.

2.1.16 Comité de Evaluación del CENACE y del Mercado: El comité constituido en los términos del artículo 112 de la Ley para revisar el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista.

2.1.17 Componente de Congestión Marginal: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de congestión en cada NodoP.

2.1.18 Componente de Energía Marginal: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del sistema interconectado correspondiente.

2.1.19 Componente de Pérdidas Marginales: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de pérdidas en cada NodoP.

2.1.20 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 sistema interconectado determinado en un periodo 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 de Energía de Corto Plazo en el NodoP y donde sólo los NodosP que tienen una posición neta de compra se incluyen en el total.

2.1.21 Compras 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 compra de energía en el Mercado del Día en Adelanto en un sistema interconectado determinado en un periodo 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 sólo los NodosP que tienen una posición neta de compra se incluyen en el total.

2.1.22 Compras 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 compra de energía en el

Mercado de Tiempo Real en un sistema interconectado determinado en un periodo 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 sólo los NodoP 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 comprará energía en ese NodoP 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 comprará energía en ese NodoP en el Mercado de Tiempo Real por una cantidad igual a la diferencia.

2.1.23 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 en un sistema interconectado eléctrico determinado durante un periodo determinado.

2.1.24 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 en un sistema interconectado eléctrico determinado durante un periodo determinado.

2.1.25 Compras Totales de Energía Física: La suma de todas las Compras PM de Energía Física en un sistema interconectado determinado en un periodo determinado.

2.1.26 Compuerta de Flujo: 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.

2.1.27 Contingencia Múltiple: Falla o salida inesperada de dos o más Unidades de Central Eléctrica o elementos de transmisión o distribución que, de acuerdo con los Criterios de Confiabilidad aplicables, tenga una probabilidad de ocurrencia que sea relevante para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1.28 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 en serie o paralelo que puede afectar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1.29 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, definido en los términos de la Ley, para la construcción y operación de dicha central en modalidad de producción independiente de energía.

2.1.30 Contrato de Cobertura Eléctrica Vinculado a una Central Eléctrica: Contrato de Cobertura Eléctrica mediante el cual las cantidades de la energía eléctrica o Productos Asociados a venderse están vinculados a la disponibilidad o a la producción de una o más Unidades de Central Eléctrica. Los Contratos de Central Externa Legada pertenecen a esta categoría.

2.1.31 Contrato de Cobertura Eléctrica Utilizado para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador: Contrato de Cobertura Eléctrica que se utiliza para satisfacer las obligaciones establecidas por la CRE en términos del artículo 52 de la Ley.

2.1.32 Control Automático de Generación: Sistema informático del CENACE que forma parte del software de despacho y se utiliza para controlar la frecuencia de un sistema interconectado 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.

2.1.33 Costo de Operación en Vacío: El costo de operación por hora de una Unidad de 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.

2.1.34 Costo Total de Corto Plazo: Precio calculado en los términos prevalecientes antes de la entrada en vigor de la Ley.

2.1.35 Criterios de Confiabilidad: Los criterios de Confiabilidad que establezca la CRE a través del Código de Red o de cualquier otro instrumento.

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

2.1.37 Despacho Económico con Restricciones de Seguridad: Sistema informático del CENACE, o bien, el proceso realizado a través de él, para calcular en tiempo real los puntos base de generación y los precios de la energía del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de suministrar los requerimientos de energía al mínimo costo de producción del Sistema Eléctrico Nacional, cumpliendo con las restricciones operativas de la red eléctrica.

2.1.38 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.

2.1.39 Derechos Financieros de Transmisión Legados o DFT Legados: Los Derechos Financieros de Transmisión que adquieran o tengan derecho a adquirir, sin costo, los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, o los Suministradores de Servicios Básicos, de conformidad con lo previsto en el Décimo Cuarto Transitorio de la Ley.

2.1.40 Día de Operación: El periodo de tiempo diario comprendido entre las 00:00:00 horas hasta las 23:59:59 horas, en el cual es desarrollado el Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.1.41 Directamente Modelado: Central Eléctrica o Centro de Carga que se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física.

2.1.42 Disponibilidad de Entrega Física: La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de 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 interconectado para suministrar demanda en las horas críticas de dicho sistema. Se determinará por el CENACE de acuerdo con los Manuales de Prácticas de Mercado.

2.1.43 Disponibilidad de Producción Física: La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de 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 de Mercado.

2.1.44 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.

2.1.45 Energía Eléctrica Acumulable: La energía eléctrica a que se refiere la Base 14.3.5 y que será objeto de los contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo.

2.1.46 Monitor Independiente del Mercado: El grupo de expertos independientes que sea contratado o el comité colegiado u otro ente que sea constituido por la Autoridad de Vigilancia del Mercado para desempeñar funciones de vigilancia de los Participantes del Mercado, del Mercado Eléctrico Mayorista y de las determinaciones del CENACE, con la finalidad de brindar asistencia y apoyo en esa materia a la Unidad de Vigilancia del Mercado y, cuando así lo prevean los Manuales de Prácticas de Mercado, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

2.1.47 Entidad Responsable de Carga: Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación.

2.1.48 Equipo: Dispositivo que realiza una función específica para la operación, utilizado como una parte de o en conexión con una instalación eléctrica.

2.1.49 Esquema de Acción Remedial: Conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la red eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de Central Eléctrica, interrupción de carga y cambio de topología, para llevar al Sistema Eléctrico Nacional en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la Red Nacional de Transmisión, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a Usuarios Finales.

2.1.50 Esquema de Protección de Sistema: Conjunto coordinado de controles diseminado en el Sistema Eléctrico Nacional, 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 Nacional 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.

2.1.51 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 sólo se usarán para identificar programas de importación o exportación.

2.1.52 Flujos Óptimos de Potencia: Software utilizado por el CENACE o bien, el proceso realizado a través de él, para determinar el despacho óptimo de los recursos de generación y el cálculo de precios nodales.

2.1.53 Fondo de Capital de Trabajo: Cuenta financiera, administrada por el CENACE, con la finalidad de gestionar el capital de trabajo que se deriva del ciclo de facturación.

2.1.54 Garantía de Cumplimiento Básica: La garantía de cumplimiento que deberán presentar los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista en los términos del artículo 98 de la Ley, la cual deberá cumplir con los requisitos de forma y monto que se establezcan en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

2.1.55 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real: En el mercado de PRIMERA ETAPA, los pagos del CENACE a los Generadores que abarcan los causales considerados en:

(a) la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real;

(b) la porción de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación asociada con costos de operación mayores al precio del mercado; y,

(c) la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado.

2.1.56 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto: Los pagos del CENACE a los Generadores que abarcan los causales considerados en la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado del Día en Adelanto, aplicados tanto en el mercado de PRIMERA ETAPA como en el mercado de SEGUNDA ETAPA.

2.1.57 Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación: En el mercado de SEGUNDA ETAPA, pagos del CENACE a los Generadores para garantizar la recuperación de costos incurridos en la puesta en marcha y operación en vacío cuando las Unidades de Central Eléctrica se obligan a operar por instrucciones del CENACE. Se calcula por separado en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.1.58 Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación: En el mercado de SEGUNDA ETAPA, pagos del CENACE a los Generadores para garantizar la recuperación de costos de oportunidad o costos de operación mayores al precio de mercado cuando las Unidades de

Central Eléctrica se despachan fuera de mérito por instrucciones del CENACE. Se calcula solamente en el Mercado de Tiempo Real.

2.1.59 Garantías de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado: En el mercado de SEGUNDA ETAPA, pagos del CENACE a los Generadores para garantizar la recuperación de costos cuando el CENACE ordena la salida de una Unidad de Central Eléctrica que instruyó a operar, sin que se haya completado el periodo de operación originalmente instruido.

2.1.60 Generador: Para efectos de las Reglas del Mercado, Participante del Mercado en modalidad de Generador.

2.1.61 Generador de Intermediación: Participante del Mercado en modalidad de Generador, que tiene por objeto llevar a cabo la representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de las Unidades de Central Eléctrica incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, así como la de los Centros de Carga correspondientes.

2.1.62 Generador Titular de Permiso: Para efectos de las Reglas del Mercado, titular de uno o varios permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, cuando no sea el Generador que representa a dichas Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

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

2.1.64 Hora de Operación: Es el periodo de tiempo horario comprendido entre el minuto 00:00 hasta el minuto 59:59, en el cual se desarrolla el Mercado de Energía de Corto Plazo correspondiente a una hora.

2.1.65 Indirectamente Modelado: Central Eléctrica o Centro de Carga que no se representa explícitamente en el Modelo Comercial de Mercado pero que sí se representa en el Modelo Comercial de Facturación.

2.1.66 Ley: La Ley de la Industria Eléctrica.

2.1.67 Límite Operativo: 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.

2.1.68 Límite Térmico: La capacidad máxima de transporte de potencia (MVA) o corriente (Amperes) de las líneas y transformadores en estado estacionario. Los Transportistas y Distribuidores deben determinar y reportar al CENACE la capacidad de las líneas y transformadores bajo su responsabilidad, en los términos establecidos en los Criterios de Confiabilidad aplicables, y sujeto a la verificación por la CRE.

2.1.69 Lineamientos para CEL: Los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición expedidos por la Secretaría y publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014, o el instrumento jurídico que lo sustituya.

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

2.1.71 Maximización del Excedente Económico Total: 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 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 Conexos.

2.1.72 Mercado de Certificados de Energías Limpias: Mercado en el que sus participantes podrán presentar ofertas de compra o de venta de CEL.

2.1.73 Mercado de Energía de Corto Plazo: Colectivamente el Mercado del Día en Adelanto, el Mercado de Tiempo Real y, una vez que sea implementado, el Mercado de Una Hora en Adelanto, en los cuales se comprará y venderá energía y Servicios Conexos.

2.1.74 Mercado de Tiempo Real: Mercado cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, 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. Las ofertas de compra de Servicios Conexos las establece el CENACE.

2.1.75 Mercado de Una Hora en Adelanto: Mercado que se implementará 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, 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. Las ofertas de compra de Servicios Conexos las establece el CENACE.

2.1.76 Mercado del Día en Adelanto: Mercado de antelación cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, 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. Las ofertas de compra de Servicios Conexos las establece el CENACE.

2.1.77 Mercado para el Balance de Potencia: Mercado cuyos participantes podrán comprar y vender Potencia cada año para cubrir los desbalances que puedan existir respecto a Transacciones Bilaterales de Potencia y los requisitos de Potencia que establezca la CRE para Entidades Responsables de Carga.

2.1.78 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 éstas.

2.1.79 Modelo Comercial de Facturación: El modelo utilizado para la asignación de los pagos asociados a las inyecciones y retiros físicos de energía y otros Productos Asociados al Sistema Eléctrico Nacional. Contiene información sobre precios calculados con base en el Modelo Comercial de Mercado, complementándolo con información sobre las inyecciones y retiros por las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas y Centros de Carga Indirectamente Modelados.

2.1.80 Modelo Comercial de Mercado: El modelo utilizado para operar el Mercado de Energía de Corto Plazo. 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 o conexión.

2.1.81 Modelo de la Red Física: Modelo detallado de tipo nodo/interruptor usado en el EMS para el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1.82 Monto Garantizado de Pago: El valor total de las garantías otorgadas al CENACE para respaldar el cumplimiento de las obligaciones que asuma cada Participante del Mercado respecto a su participación y a las transacciones que realice en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la Garantía de Cumplimiento Básica.

2.1.83 MVA: Megavoltio Ampere.

2.1.84 MW: Megawatt.

2.1.85 MWh: Megawatt hora.

2.1.86 NodoC: Nodo de conectividad a la red. El conjunto de NodosC interconectados por ramas de la red constituye el Modelo de la Red Física.

2.1.87 NodoF: Nodo de facturación. El NodoF representa el punto físico de interconexión de cada Unidad de Central Eléctrica y Centro de Carga al Sistema Eléctrico Nacional.

2.1.88 NodoP: Nodo de Precios. Un NodoP corresponde a 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 determina para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista.

2.1.89 NodoP Agregado: Vector de factores de ponderación (que suman 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).

2.1.90 **NodoP Distribuido:** Vector de factores de ponderación (que suman 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).

2.1.91 **NodoP Elemental:** NodoP que corresponde a un bus de red específico en el Modelo Comercial de Mercado.

2.1.92 **Operación:** Conjunto coordinado de decisiones, instrucciones y acciones de control cuyo objetivo es proporcionar a los usuarios un suministro de energía eléctrica de Calidad, manteniendo la seguridad, Confiabilidad y Continuidad, maximizando el excedente económico total. También se define como la aplicación del conjunto de técnicas y procedimientos destinados al uso y funcionamiento adecuado de los elementos del sistema eléctrico.

2.1.93 **Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red:** Pequeño sistema eléctrico en los términos del artículo 65 de la Ley, que no rebasa una capacidad máxima de 5 MW.

2.1.94 **Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada:** Pequeño sistema eléctrico en los términos del artículo 65 de la Ley, que rebasa una capacidad máxima de 5 MW.

2.1.95 **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 determinada.

2.1.96 **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 determinada.

2.1.97 **Potencia:** El compromiso para mantener Capacidad Instalada de generación y ofrecerla al Mercado de Energía de Corto Plazo 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.

2.1.98 **Precio de Cierre de Potencia:** El precio de Potencia que resulta del cruce de la curva de oferta de Potencia y la curva de demanda de Potencia.

2.1.99 **Precio de Cuentas Incobrables:** La cantidad incobrable pendiente actual, dividida entre las Compras Totales de Energía Física en todos los sistemas eléctricos en el año anterior.

2.1.100 **Precio Marginal Local:** Precio marginal de energía eléctrica en un NodoP en el Modelo Comercial de Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.1.101 Precio Neto de Potencia: El precio de Potencia a liquidarse como resultado del Mercado para el Balance 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.

2.1.102 Precio de Reembolso por Penalizaciones: El monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado del Día en Adelanto, dividido entre el Total de Compras de Energía en el Mercado del Día en Adelanto o el monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado de Tiempo Real, dividido entre el Total de Compras de Energía Física, calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado.

2.1.103 Precio del Reembolso por Sobrecobro por Congestión: El Sobrecobro Neto por Congestión del Mercado del Día en Adelanto dividido entre el Total de Compras de Energía en el Mercado del Día en Adelanto o el Sobrecobro Neto por Congestión del Mercado de Tiempo Real dividido entre el Total de Compras de Energía Física, calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado.

2.1.104 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 Física para un periodo determinado. Calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado.

2.1.105 Pruebas de Generación: Corresponde a la generación de una Unidad de Central Eléctrica asociada a un programa de pruebas de puesta en servicio, pruebas por mantenimiento y pruebas de desempeño por solicitud del Generador.

2.1.106 Punto Base de Generación: El valor óptimo al que debe operar una Unidad de Central Eléctrica en un intervalo dado, calculado en el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad.

2.1.107 Punto de Entrega: NodoP donde la energía eléctrica o Servicios Conexos se inyectan al Sistema Eléctrico Nacional para la importación, o el concepto homólogo que se utilice en el sistema de etiquetas electrónicas y equivalentes.

2.1.108 Punto de Recepción: NodoP donde la energía eléctrica o Servicios Conexos se retiran del Sistema Eléctrico Nacional como resultado de su exportación, o el concepto homólogo que se utilice en el sistema de etiquetas electrónicas y equivalentes.

2.1.109 Recurso: Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable.

2.1.110 Recurso de Demanda Controlable: Centro de Carga que puede proporcionar Demanda Controlable.

2.1.111 Recurso de Demanda Controlable Agregado: Recurso de Demanda Controlable que se modela a través de un NodoP Agregado.

2.1.112 Recurso de Demanda Controlable Garantizada: Recurso de Demanda Controlable que se asume la obligación de ofrecer energía o Servicios Conexos al Mercado Eléctrico Mayorista a fin de acreditar la Disponibilidad de Producción Física en horas cuando no haya sido despachado.

2.1.113 Recursos de Soporte del Sistema: Centrales Eléctricas y Unidades de Central Eléctrica con capacidad para funcionar como condensador síncrono que se operan para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional bajo el control operativo del CENACE.

2.1.114 Región: Porción del Sistema Eléctrico Nacional delimitado por características eléctricas especiales de enlaces, interconexiones con otros sistemas, Compuertas de Flujo, generación y demanda, la cual será definida con base en la planeación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional y utilizando la metodología que prevea el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

2.1.115 Registro de Instrucciones de Despacho (RID): Aplicación que tendrá como principales funciones:

(a) Registrar en forma estandarizada las instrucciones de despacho de generación y asignación de reservas emitidas por los modelos matemáticos de asignación de unidades y despacho de generación del MDA y MTR y las instrucciones de despacho que emite manualmente el operador del sistema.

(b) Comunicar las instrucciones de despacho de generación y asignación de reservas a los representantes de las Centrales Eléctricas por medio de una interfaz gráfica.

(c) Registrar las notificaciones de cambios en los límites de despacho o disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica que realicen sus representantes.

2.1.116 Reserva de Regulación Secundaria: Capacidad en MW disponible en Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar o disminuir su generación o consumo a partir de una condición inicial, que cuenten con la infraestructura para operar en modo de regulación secundaria y estén funcionando dentro del Control Automático de Generación.

2.1.117 Reserva No Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable desconectados de la red eléctrica, que puedan sincronizar y entregar su potencia disponible dentro de un lapso establecido.

2.1.118 Reserva Operativa: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante.

2.1.119 Reserva Reactiva: Capacidad en MVAr disponible en equipos eléctricos para inyectar potencia reactiva a la red eléctrica o absorber potencia reactiva de ésta, con base en la condición operativa del Generador y su curva de capacidad. Incluye la capacidad de Centrales Eléctricas que estén operando como condensadores síncronos, así como los compensadores estáticos de Reactivos.

2.1.120 Reserva Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable sincronizados a la red eléctrica para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido.

2.1.121 Reserva Suplementaria: Capacidad en MW de equipos eléctricos o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido, que será mayor al lapso requerido para la Reserva Operativa.

2.1.122 Responsabilidad Estimada Agregada: La suma de los pasivos conocidos y los pasivos potenciales y estimados de un Participante del Mercado en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

2.1.123 SCADA: Sistema informático compuesto por una o más estaciones maestras, ubicadas en un centro de control, conectadas por un sistema de comunicaciones a un número de unidades terminales remotas, ubicadas en diferentes instalaciones, que permite controlar y supervisar el sistema eléctrico, facilitando retroalimentación en tiempo real sobre mediciones y el estado de los equipos en campo, y permitiendo control sobre los mismos.

2.1.124 Servicios de Programación Flexible: Contratos para la compra-venta de gas natural que proporcionen flexibilidad al comprador respecto del tiempo de entrega.

2.1.125 Sistema Interconectado Baja California: Sistema interconectado 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.

2.1.126 Sistema de Información del Mercado: El sistema cuya creación y mantenimiento corresponden al CENACE para registrar, recibir y publicar información relacionada con el Mercado Eléctrico Mayorista con el objeto de garantizar acceso a la misma a los Integrantes de la Industria Eléctrica y a las demás personas interesadas en participar o que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista.

2.1.127 Sistema Interconectado Baja California Sur: Sistema interconectado que abarca desde Loreto hasta Los Cabos y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Mulegé.

2.1.128 Sistema Interconectado Mulegé: Sistema interconectado 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, y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Baja California Sur.

2.1.129 Sistema Interconectado Nacional: Sistema interconectado principal del país, que abastece desde Puerto Peñasco hasta Cozumel.

2.1.130 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 del Mercado en cada NodoP, y que es calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado.

2.1.131 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, y que es calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado. Esta diferencia puede ser negativa.

2.1.132 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 Componentes de Pérdidas Marginales y Componentes de Energía Marginal de los Precios Marginales Locales multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes de Mercado en cada NodoP, y que es calculado por separado para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado.

2.1.133 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión: Subastas en las cuales los Participantes del Mercado pueden adquirir Derechos Financieros de Transmisión en los términos previstos en la Base 13.3.

2.1.134 Subastas de Largo Plazo: Subastas en las cuales los Suministradores de Servicios Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores para Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energías Limpias con vigencia de 15 y 20 años.

2.1.135 Subastas de Mediano Plazo: Subastas en las cuales los Suministradores de Servicios Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores y Comercializadores para energía eléctrica y Potencia con vigencia de 3 años.

2.1.136 Subastas de Mediano y Largo Plazo: Colectivamente, las Subastas de Mediano Plazo y las Subastas de Largo Plazo.

2.1.137 Transacción Bilateral de Potencia: Acuerdo entre Participantes de Mercado con el que transfieren la titularidad y obligaciones asociadas con una cantidad determinada de Potencia en una zona de Potencia determinada del Sistema Eléctrico Nacional, y que se informa al CENACE para efectos del Mercado para el Balance de Potencia.

2.1.138 Transacción Bilateral Financiera: Acuerdo entre Participantes de Mercado con el que transfieren la responsabilidad financiera de una cantidad determinada de energía o Servicios Conexos en un NodoP o zona de Reservas determinado del Sistema Eléctrico Nacional, y que se informa al CENACE para efectos de liquidación y pago, sin que la transacción requiera la inyección o retiro físicos de energía o Servicios Conexos.

2.1.139 Transacciones de Importación y Exportación: Ofertas aceptadas en el Mercado de Energía de Corto Plazo para la venta (importación) o compra (para exportación) de energía y/o Servicios Conexos al o del Mercado Eléctrico Mayorista, y cuyo origen (importación) o destino (exportación) es un sistema eléctrico vecino e interconectado al Sistema Eléctrico Nacional.

2.1.140 Unidad de Central Eléctrica: Elementos de una Central Eléctrica que pueden ser despachados de manera independiente a otros elementos de la misma.

2.1.141 Unidades de Propiedad Conjunta: Unidad de Central Eléctrica que cuenta con diferentes representantes en el Mercado Eléctrico Mayorista para diferentes partes de su capacidad total.

2.1.142 Unidad de Vigilancia del Mercado: La unidad administrativa de la Autoridad de Vigilancia del Mercado que brindará apoyo a ésta en materia de vigilancia de los Participantes del Mercado, del Mercado Eléctrico Mayorista y de las determinaciones del CENACE, función que será ejercida por la Coordinación General de Mercados Eléctricos de la CRE una vez que concluya el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y, antes de ello, por la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico de la Secretaría, o las unidades administrativas que las sustituyan.

2.1.143 Usuario Calificado Participante del Mercado: Usuario Calificado que representa a sus propios Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista.

2.1.144 Variables Eléctricas: Se les denomina de esta manera a: voltajes, ángulos, corrientes, potencia (activa y reactiva) y frecuencia.

2.1.145 Vector de Distribución de Carga: Utilizado para definir un NodoP Agregado o NodoP Distribuido que representa retiros para suministrar los Centros de Carga en una zona determinada.

2.1.146 Vector de Distribución de Generación: Utilizado para definir un NodoP Agregado o NodoP Distribuido que representa las inyecciones de una Central Eléctrica.

2.2 Reglas de interpretación

2.2.1 En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico y lo previsto en las Disposiciones Operativas del Mercado, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.

2.2.2 Salvo que expresamente se indique otra cosa, las referencias a Bases, incisos, subincisos, apartados y sub-apartados, deberán entenderse realizadas a las Bases, incisos, subincisos, apartados o sub-apartados correspondientes de las Bases del Mercado Eléctrico.

2.2.3 Los términos definidos en el artículo 3 de la Ley o 2 de su Reglamento, o en la Base 2.1, podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.

2.2.4 La interpretación de las Bases para efectos administrativos corresponderá a la Autoridad de Vigilancia y a la Unidad de Vigilancia en el ámbito de sus atribuciones.

BASE 3

Registro y acreditación de Participantes del Mercado

3.1 Disposiciones generales

3.1.1 Con la suscripción del contrato de Participante del Mercado, los Participantes del Mercado acordarán sujetarse a las Reglas del Mercado.

3.1.2 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.

3.1.3 Con la suscripción del contrato, los Participantes del Mercado 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 o falta de presentación de éstas.

3.2 Procedimiento de registro de los Participantes del Mercado

3.2.1 Los candidatos a Participantes del Mercado deberán presentar una solicitud de registro ante el CENACE en el módulo de registro del portal del Sistema de Información del Mercado. Para acceder a dicho módulo, el candidato deberá completar exitosamente una fase de pre-registro, de acuerdo con el procedimiento establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, que incluirá al menos:

- (a) la creación de la cuenta de usuario en el Sistema de Información del Mercado; y,
- (b) el pago de la cuota de registro.

3.2.2 Todos los candidatos a Participantes del Mercado que pretendan realizar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, en cualquiera de las modalidades señaladas en la Base 3.2.3 estarán sujetos a celebrar con el CENACE un contrato de Participante del Mercado en el que se especificará 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 Eléctrico Mayorista, así como la obligación de cumplir con las Reglas del Mercado.

3.2.3 En los contratos se considerarán las siguientes modalidades de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista:

- (a) **Generador:** representa una o más Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista, y en el caso del Generador de Intermediación, representa en ese mercado a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.
- (b) **Usuario Calificado Participante del Mercado:** representa Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.
- (c) **Suministrador de Servicios Básicos:** representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Centros de Carga correspondientes a los Usuarios del Suministro Básico.
- (d) **Suministrador de Servicios Calificados:** representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Centros de Carga correspondientes a los Usuarios Calificados que no participan directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(e) Suministrador de Último Recurso: representa a Usuarios Calificados por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando un Suministrador de Servicios Calificados deje de prestar el Suministro Eléctrico.

(f) Comercializador no Suministrador: realiza transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista sin representar activos físicos.

3.2.4 Cada contrato de Participante del Mercado deberá especificar una sola modalidad de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

3.2.5 Cada Participante del Mercado podrá establecer múltiples cuentas de orden para su registro con el CENACE.

3.2.6 Cada cuenta de orden recibirá estados de cuenta y facturas independientes, como si se tratara de Participantes del Mercado independientes.

3.2.7 Las cuentas de orden de un Participante del Mercado compartirán la Responsabilidad Estimada Agregada y las garantías como un solo Participante del Mercado.

3.2.8 Cada Participante del Mercado deberá registrar todas sus cuentas de orden bajo la misma modalidad de participación en el mercado.

3.2.9 El Generador de Intermediación deberá registrar cuentas de orden separadas para gestionar las transacciones asociadas con cada Contrato de Interconexión Legado. Dichas cuentas de orden no deberán utilizarse para otras transacciones.

3.2.10 Los Distribuidores y Transportistas no son considerados Participantes del Mercado y su relación con el CENACE se sujetará a lo previsto en la legislación aplicable, el Código de Red y, en su caso, en los convenios que celebren para establecer derechos y obligaciones de cada parte.

3.2.11 Los candidatos a Participantes del Mercado deberán cumplir con los requisitos establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente para ser elegibles a la firma de un contrato de Participante del Mercado, incluyendo al menos los siguientes:

(a) capacidad y representación legal; y,

(b) requisitos mínimos de capital.

3.2.12 Una vez suscrito el Contrato de Participante del Mercado, el Participante del Mercado deberá otorgar la garantía de cumplimiento mínima de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y el propio contrato, sin la cual no podrá participar en el Mercado Eléctrico Mayorista. Su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista estará condicionada a que las obligaciones que asuma estén debidamente garantizadas en los términos que establezca el manual antes referido.

3.2.13 Sin perjuicio de lo anterior, los Participantes del Mercado podrán participar en las pruebas que se realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista antes del inicio formal de operaciones de dicho

mercado aun sin haber otorgado las garantías correspondientes. Una vez que el Mercado Eléctrico Mayorista haya iniciado operaciones lo previsto en la Base 3.2.12 no admitirá esta excepción.

3.2.14 Los propietarios de Unidades de Central Eléctrica que no requieran y no obtengan permiso, así como 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. Cuando los propietarios de Unidades de Central Eléctrica que requieren permiso no cumplan con los requisitos para ser Participante del Mercado, únicamente podrán comprar y vender energía y productos asociados a través de un Generador que cumpla dichos requisitos.

3.2.15 Precisiones acerca de otras entidades involucradas 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 Unidades de Central Eléctrica 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 entidades que programen importaciones o exportaciones de energía para Abasto Aislado a través de una red privada que no esté interconectada al Sistema Eléctrico Nacional, no requieren de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado. En el caso de que la red privada esté interconectada al Sistema Eléctrico Nacional, requerirán de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado en la modalidad que corresponda, en los términos de la Base 3.3.26. Los representantes de las Unidades de Central Eléctrica 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 alimenten 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 Unidades de Central Eléctrica 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 personas que realicen importaciones de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero conectadas exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional requieren la suscripción de un contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Generador a fin de representar dichas Unidades de Central Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(e) Las personas que realicen exportaciones de energía a los Centros de Carga ubicados en el extranjero conectadas exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional requieren de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado, pudiendo ser en cualquier modalidad.

(f) Las personas que programen importaciones o exportaciones de energía entre el Sistema Eléctrico Nacional y otros sistemas eléctricos conectados al Sistema Eléctrico Nacional requieren de la suscripción de un contrato de Participante del Mercado, pudiendo ser en cualquier modalidad.

3.2.16 El CENACE implementará y mantendrá un módulo específico en el Sistema de Información del Mercado que permitirá a los interesados:

(a) llevar a cabo su registro como Participante del Mercado; y,

(b) registrar las adiciones y retiros de activos físicos de los Participantes del Mercado (Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga) sin requerir formatos en papel.

3.3 Procedimiento de Acreditación de los Participantes del Mercado

3.3.1 Una vez suscrito el contrato de Participante del Mercado, el Participante del Mercado deberá cumplir con un proceso de acreditación ante el CENACE para poder realizar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

3.3.2 El proceso de acreditación de Participantes de Mercado ante el CENACE comprenderá, entre otros aspectos, el registro de activos físicos, pruebas de interface con el CENACE, la capacitación y entrenamiento del personal que lo requiera, acceso a una red de comunicación electrónica, pruebas de transferencia electrónica y contrato de interconexión y conexión.

3.3.3 Los Participantes del Mercado que representen activos físicos en el Mercado Eléctrico Mayorista deben registrarlos en los términos específicos señalados en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(a) Para el registro de Unidades de Central Eléctrica, el Generador o Suministrador debe acreditar la propiedad sobre cada Unidad de Central Eléctrica o la autorización del propietario de cada Unidad de Central Eléctrica para actuar como su representante en el Mercado Eléctrico Mayorista. En el caso de la capacidad de las Unidades de Central Eléctrica incluida en los Contratos de Central Externa Legada, su representación por la unidad de CFE que la Secretaría designe no requerirá dicha autorización. En el caso de la capacidad de las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados, su representación por el Generador de Intermediación tampoco requiere tal autorización.

(b) Cuando una Unidad de 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 Unidades de Central Eléctrica incluida en los Contratos de Central Externa Legada y la capacidad de las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados, no aplica este requerimiento.

(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 de Servicios Básicos al 1 de enero de 2016, o los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.

(d) El Generador de Intermediación registrará las Centrales Eléctricas y Centros de Carga incluidas en los Contratos de Interconexión Legados. El Generador de Intermediación no se considera Suministrador.

3.3.4 Para el registro de Unidades de Central Eléctrica Directamente Modeladas, el Participante del Mercado debe 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 Central Eléctrica;
- (d) capacidades de las Unidades de Central Eléctrica en diferentes configuraciones, si fuera aplicable; y,
- (e) funciones de costos de las Unidades de Central Eléctrica en diferentes configuraciones, en caso de resultar aplicable.

3.3.5 Los requisitos mínimos de información para las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas se establecen en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, pudiendo excluir determinados requisitos aplicables a las Centrales Eléctricas Directamente Modeladas.

3.3.6 Los requisitos técnicos para el registro de las Unidades de Central Eléctrica incluirán lo siguiente:

- (a) equipo de medición y comunicación contenidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente;
- (b) capacidades para entregar potencia reactiva;
- (c) requisitos específicos para las Unidades de Central Eléctrica que ofrecen Servicios Conexos, tales como las velocidades de respuesta;
- (d) requisitos específicos para las Unidades de Central Eléctrica que ofrecerán Potencia; y,
- (e) otras especificaciones necesarias para mantener la Confiabilidad, incluyendo los requisitos para mantener la configuración del sistema gobernador de velocidad de las Unidades de Central Eléctrica y los requisitos para proveer la regulación automática de voltaje.

3.3.7 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 bien,

(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 supondrá 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 sólo se descartará si el CENACE realiza un estudio específico que determine lo contrario.

3.3.8 Para el 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; y,

(d) demanda máxima.

3.3.9 El CENACE asignará un Suministrador de Último Recurso para cada Centro de Carga registrado por los Suministradores de Servicios Calificados, de acuerdo a los mecanismos de asignación establecidos por la CRE.

3.3.10 El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente establecerá los requisitos mínimos de información para los Centros de Carga Directamente Modelados y los requisitos mínimos de información para los Centros de Carga Indirectamente Modelados.

3.3.11 Se establecerán requisitos técnicos para los Centros de Carga, incluyendo los siguientes:

(a) el cumplimiento de los requisitos de medición y comunicación contenidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente;

(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; y,

(e) otras especificaciones necesarias para mantener la Confiabilidad.

3.3.12 Las Entidades Responsables de Carga que representan Recursos de Demanda Controlable Garantizados deberán registrar la cantidad de demanda que se comprometen a ofrecer

con curvas de demanda flexibles. Cualquier Entidad Responsable de Carga puede ofrecer Recursos de Demanda Controlable sin la calidad garantizada, sin realizar este registro.

3.3.13 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.

3.3.14 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.

3.3.15 Las Unidades de Central Eléctrica que pretenden obtener Certificados de Energías Limpias deben identificarse en el proceso de registro de activos. La verificación de la condición de Unidades de Central Eléctrica que utilizan energías limpias y su desempeño, se realizará conforme al Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, o bien, conforme a las disposiciones que emita la CRE, según corresponda.

3.3.16 Las Unidades de Central Eléctrica 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 que tiene la capacidad de producir hasta su Capacidad Instalada bajo condiciones normales, sin la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real (por ejemplo, ciertas instalaciones de cogeneración, generación nucleoelectrica 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 desde su nivel de producción mínima y hasta una capacidad intermitente (por ejemplo, eólica o solar con la capacidad de reducir generación mediante instrucciones automáticas de despacho). Todas las Unidades de Central Eléctrica para las que exista tecnología disponible que permita su control, deberán registrarse en esta categoría.

(d) Intermittente no-despachable: Fuente intermitente que no tiene la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real. 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.

3.3.17 Las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga con Recursos de Demanda Controlable que produzcan 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.

3.3.18 Las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga con Recursos de Demanda Controlable que produzcan 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.

3.3.19 Las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga que serán Directamente Modelados deberán identificarse en el proceso de registro de activos. Serán Directamente Modeladas:

(a) las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga con Capacidad Instalada o demanda mayor a 0.5 MW, siempre y cuando sea posible representarlos dentro del Modelo de Red Física del Sistema Eléctrico Nacional y el modelo de la red asociado a estas instalaciones, así como cumplir con los demás requerimientos del CENACE de telemetría en tiempo real para fines de observabilidad y cumplimiento de Criterios de Confiabilidad;

(b) las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga que el CENACE determine que se requieren modelar directamente para contribuir a preservar la Confiabilidad; y,

(c) las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga que, cumpliendo los requisitos aplicables, soliciten sus representantes.

Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán los requisitos específicos para que las Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga sean Directamente Modeladas.

3.3.20 Las características de usos propios deben reportarse en el registro de cada Central Eléctrica. Con el fin de suministrar los consumos propios de las Centrales Eléctricas que estén fuera de operación, los Generadores podrán realizar todas las ofertas de compra que correspondan a los Centros de Carga, asumiendo para tal efecto todas las responsabilidades que corresponden a las Entidades Responsable de Carga. No se permite a los Generadores representar a Centros de Carga distintos a las propias Centrales Eléctricas, con excepción del Generador de Intermediación. El uso de energía generada en una Central Eléctrica para suministrar los usos propios de la misma Central Eléctrica no se considera Abasto Aislado.

3.3.21 Los equipos de almacenamiento de energía eléctrica deberán registrarse bajo la figura de Centrales Eléctricas y deberán ser representados por un Generador, observando lo siguiente:

(a) Estos Generadores podrán realizar ofertas para la venta de todos los productos que los equipos de almacenamiento sean capaces de producir, en los mismos términos que cualquier otra Unidad de Central Eléctrica.

(b) Asimismo, con el fin de operar los equipos de almacenamiento, estos Generadores podrán realizar todas las ofertas de compra que correspondan a los Centros de Carga, asumiendo para tal efecto todas las responsabilidades que corresponden a las Entidades Responsable de Carga.

(c) Cuando un equipo de almacenamiento forma parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, se deberá observar la estricta separación legal entre el Generador que represente el equipo en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Transportista o Distribuidor que utilice el equipo para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución, en los términos que defina la Secretaría de Energía. Asimismo,

estos Generadores, Transportistas y Distribuidores se someterán a la regulación tarifaria que establezca la CRE.

3.3.22 Con la finalidad de incluir una parte de la capacidad de una Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado y registrar otra parte con un Generador distinto al Generador de Intermediación para su representación en el Mercado Eléctrico Mayorista:

(a) Se aplicarán las siguientes condiciones a todos los tipos de Contratos de Interconexión Legados:

(i) El Generador de Intermediación registrará la capacidad de la Unidad de Central Eléctrica incluida en el Contrato de Interconexión Legado y se observarán los procedimientos definidos en la Base 10.8 para la operación de dicha capacidad.

(ii) El Generador distinto al Generador de Intermediación deberá registrar ante el CENACE la capacidad que representará en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(iii) La capacidad total registrada de una Unidad de Central Eléctrica es la suma de la capacidad registrada por el Generador de Intermediación y la capacidad registrada por el Generador distinto al Generador de Intermediación que la represente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(iv) 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 primero la capacidad registrada al Generador distinto al Generador de Intermediación, a menos que esto solicite que las reducciones se apliquen primero a la capacidad incluida en el Contrato de Interconexión Legado.

(v) Cuando una parte de la capacidad de una Unidad de Central Eléctrica esté registrada por el Generador de Intermediación y otra parte de la capacidad esté representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por un Generador distinto al Generador de Intermediación, 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 distinto al Generador de Intermediación deberá proporcionar a la Unidad de Vigilancia del Mercado la evidencia de que la Capacidad Instalada de la Unidad de Central Eléctrica haya sufrido cambios de aumento y reducción.

(vi) La Unidad de Central Eléctrica se registrará bajo la figura de Unidad de Propiedad Conjunta, en modalidad de "UPC Dinámicamente Programada". El Generador de Intermediación se considerará el representante principal de la Unidad de Central Eléctrica.

(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 el Generador de Intermediación y los Generadores distintos al Generador de Intermediación, en todas las horas en proporción a la capacidad registrada por cada Generador.

(c) Las siguientes condiciones serán aplicables a los diversos Contratos de Interconexión Legados para fuentes convencionales:

(i) La energía siempre será asignada primero al Generador de Intermediación. Sólo la energía producida en exceso de la capacidad registrada por el Generador de Intermediación será asignada al Generador distinto al Generador de Intermediación que representa capacidad de la Unidad de Central Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(ii) La capacidad de la Unidad de Central Eléctrica registrada por el Generador distinto al Generador de Intermediación deberá estar disponible para su oferta en dicho Mercado Eléctrico Mayorista en todo momento excepto cuando la Unidad de la Central Eléctrica presente falla o esté en mantenimiento.

(iii) La capacidad de la Unidad de Central Eléctrica que se registre en el Mercado

Eléctrico Mayorista por el Generador distinto al Generador de Intermediación se sujetará a las obligaciones para ofrecer su producción con precios basados en costos. Para estos efectos:

(A) El Generador distinto al Generador de Intermediación podrá elegir cuál segmento de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica completa se asignará a la capacidad de la central que representa.

(B) La capacidad de la Unidad de Central Eléctrica que se registre en el mercado con un Generador distinto al Generador de Intermediación no podrá tener asignada ninguna parte de los costos de arranque y operación en vacío de la Unidad de Central Eléctrica completa.

(d) Como excepción a lo previsto en el inciso (a) anterior, subinciso (vi), cuando una Central Externa Legada incluya parte de su capacidad en un Contrato de Interconexión Legado, el representante principal será el Generador que represente a la Central Externa Legada. Cabe señalar que, en este caso, el registro de Unidad de Propiedad Conjunta podría incluir a dos representantes no-principales, el Generador de Intermediación y otro Generador que represente capacidad adicional en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(e) Como excepción a lo previsto en el inciso (c) anterior, las condiciones aplicables para las Centrales Externas Legadas con fuentes convencionales que incluyen parte de su capacidad en un Contrato de Interconexión Legado, son las siguientes:

(i) 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 que 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.

(ii) 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.

(iii) El CENACE calculará el despacho óptimo de la capacidad registrada en el Mercado Eléctrico Mayorista. 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.

(iv) La energía generada será asignada primero al Generador que representa a la Central Externa Legada en el Mercado Eléctrico Mayorista, 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 Unidad de Central Eléctrica resulte menor al despacho total instruido por el CENACE, toda la deficiencia se restará de la energía asignada al Contrato de Interconexión Legado hasta la porción de la capacidad asociada al Contrato de Interconexión Legado que fue despachada.

3.3.23 Al registrar la Unidad de Propiedad Conjunta, los Generadores representan a cada porción de la capacidad de dicha unidad, deberán elegir entre dos opciones para presentar curvas de oferta para la producción de la misma:

(a) Oferta UPC Combinada. Los Generadores designan a un Generador representante, que ofrecerá la capacidad agregada de todos ellos. La Unidad de Central Eléctrica se modela como una sola unidad en el Modelo Comercial de Mercado, por lo que el CENACE transmite instrucciones sólo al Generador representante. El CENACE liquidará al Generador representante, y es responsabilidad de los Generadores determinar la parte de los cargos y de los pagos que les corresponde a cada uno de ellos.

(b) UPC Dinámicamente Programada. La Unidad de Central Eléctrica se modela como una sola unidad física, con múltiples representantes. Cada Generador entrega los datos de la oferta por su participación individual de la unidad. El CENACE transmite instrucciones a cada Generador por la porción de la unidad que representa, y liquida por separado con

cada Generador. En caso de las UPC Dinámicamente Programadas, el Generador que representa la mayor porción de la Capacidad Instalada se considerará el "representante principal" y ofrecerá, además de las capacidades y costos incrementales que correspondan a su porción de la unidad, el estatus de la unidad y los costos de arranque, operación en vacío, los tiempos de notificación, arranque, operación y paro, y todos los demás parámetros que correspondan a la unidad completa. Los demás Generadores realizarán solamente ofertas para las capacidades y costos incrementales

que correspondan a su porción de la unidad. En caso de que la unidad tenga más de una configuración registrada, los participantes deberán realizar ofertas para cada configuración.

3.3.24 En general, cada Centro de Carga podrá ser registrado por un solo Participante del Mercado. Como única excepción a lo anterior, los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados podrán ser registrados por dos Participantes del Mercado observando lo siguiente.

(a) El Generador de Intermediación registrará el Centro de Carga a fin de mantener las condiciones del Contrato de Interconexión Legado correspondiente. En caso que un mismo Centro de Carga se haya incluido en más de un Contrato de Interconexión Legado, el Generador de Intermediación gestionará las porciones correspondientes a través de diferentes cuentas de orden.

(b) El Centro de Carga a que se refiere el inciso (a) anterior también podrá ser registrado por otra Entidad Responsable de Carga, siempre y cuando su modalidad de representación no requiera que el Centro de Carga se excluya del Contrato de Interconexión Legado en los términos del Décimo Cuarto Transitorio de la Ley.

(c) Para efectos de la liquidación, el Generador de Intermediación deberá informar al CENACE de la cantidad de energía consumida en los términos del Contrato de Interconexión Legado y/o en los términos del contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo; el CENACE facturará dicha cantidad al Generador de Intermediación.

(d) La energía consumida en exceso de la cantidad reportada por el Generador de Intermediación, será facturada al segundo registrante del Centro de Carga.

(e) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer restricciones adicionales para la representación de los Centros de Carga por más de un Participante del Mercado. La participación de estos Centros de Carga se someterá a la supervisión de la Autoridad de Vigilancia del Mercado y la Unidad de Vigilancia del Mercado.

3.3.25 El servicio de respaldo contemplado en los Contratos de Interconexión Legados será administrado por el CENACE. Para efectos de lo siguiente:

(a) Al ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE asegurará la prestación del servicio de respaldo, en los términos de los contratos de adhesión para la prestación del servicio de respaldo.

(b) El Generador de Intermediación deberá reportar al CENACE el consumo total que corresponde al servicio de respaldo, para que el CENACE facture dicha energía a este Generador.

(c) Sin perjuicio de que el CENACE administre el servicio de respaldo, corresponde al Generador de Intermediación administrar los contratos de adhesión para la prestación del servicio de respaldo.

3.3.26 Para el registro de activos utilizados en el Abasto Aislado se aplicarán las siguientes condiciones:

(a) Las Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga están exentos del registro y representación por Participantes del Mercado, únicamente si la Red Particular no tiene interconexión

al Sistema Eléctrico Nacional. De acuerdo con los artículos 23 y 24 de la Ley, el registro de estos activos por parte del Participante del Mercado es un requisito para la interconexión de la Red Particular al Sistema Eléctrico Nacional.

(b) Las Unidades de 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 Particular vaya a ser interconectada al Sistema Eléctrico Nacional. Cuando la instalación se considere Generación Distribuida, se permitirá la medición de la energía

neta entregada o recibida; en los procesos de medición y liquidaciones se realizarán los estimados correspondientes de generación y consumo por separado.

(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 opere sin conexión al Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE no aplicará cargos al Participante del Mercado que representa a las Unidades de Central Eléctrica y a los Centros de Carga en la Red Particular.

(e) Cuando la Red Particular opere con conexión al Sistema Eléctrico Nacional, toda la generación y carga deben ofrecerse en términos de las Reglas del Mercado y estarán sujetas a todas las reglas de liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. En particular, aplican las siguientes condiciones:

(i) Las Unidades de Central Eléctrica dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de interconexión correspondiente y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables. Deben ser representadas por un Generador si tienen capacidad mayor a 0.5 MW o si tienen capacidad menor y optan por obtener permiso de Generación. Asimismo, deben ser representadas por un Suministrador si tienen capacidad menor a 0.5 MW y no optan por obtener permiso de Generación.

(ii) Los Centros de Carga dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de conexión y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables. Deben ser representadas por un Usuario Calificado Participante del Mercado o por un Suministrador.

(iii) Cada Red Particular usada en el Abasto Aislado sólo podrá tener un punto de interconexión activo a la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, y dicha interconexión no se puede realizar cuando la Red Particular en cuestión tenga interconexión con otro sistema eléctrico. Excepto cuando la instalación se considere Generación Distribuida, se requiere la medición de las Unidades de Central Eléctrica o del Centro de Carga por separado.

3.3.27 Los Participantes del Mercado que representen estas Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga de Abasto Aislado 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 sólo 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 Eléctrico Mayorista 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.

3.4 Usuarios Calificados

3.4.1 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 Eléctrico Mayorista 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 de Servicios Calificados o, de forma transitoria, por un Suministrador de Último Recurso.

3.4.2 Aplicarán las siguientes consideraciones:

(a) La demanda requerida (en Megawatts) en los Centros de Carga para que se incluyan en el registro de Usuarios Calificados se determina de acuerdo con lo establecido en la Ley y por la Secretaría. Asimismo, la Secretaría definirá los criterios para determinar la demanda de un Centro de Carga para efectos de su registro.

(b) Los Usuarios Calificados deberán tener al menos una demanda de 5 MW y un consumo anual de 20 GWh para registrarse como Participantes del Mercado. Cualquier otro Usuario Calificado deberá estar representado en el Mercado Eléctrico Mayorista por un Suministrador de Servicios Calificados. La evaluación de esta demanda se realizará bajo los mismos criterios a que se refiere el inciso anterior.

3.4.3 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 de Servicios 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 de Servicios Calificados.

(b) El registro como Usuario Calificado es opcional para los usuarios que cumplen los requisitos, excepto en los casos señalados en 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.

3.4.4 Los Centros de Carga inscritos en el registro de Usuarios Calificados no podrán recibir servicios de un Suministrador de Servicios Básicos, excepto en el caso previsto en el artículo 57 de la Ley.

3.4.5 La verificación del requisito que antecede estará a cargo del Suministrador de Servicios Básicos. El CENACE no lo verificará.

3.4.6 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 sólo 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 ni tendrá responsabilidad alguna.

3.5 Suministradores

3.5.1 Los Suministradores podrán participar en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo tres modalidades:

- (a) Suministrador de Servicios Básicos;
- (b) Suministrador de Servicios Calificados; y,
- (c) Suministrador de Último Recurso.

3.5.2 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.

3.5.3 Los Suministradores deberán proveer la totalidad de los requerimientos de los Centros de Carga y Generadores Exentos que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo energía, Potencia, 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.

3.5.4 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 Unidades de Central Eléctrica que representen y serán responsables por las liquidaciones con el CENACE por las compras y ventas consecuentes.

3.6 Retiros definitivos de Unidades de Central Eléctrica y remoción del registro

3.6.1 Los Generadores que representen Unidades de Central Eléctrica interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional deberán notificar al CENACE los retiros programados de las mismas. Dicha notificación deberá ocurrir cuando menos 365 días naturales antes de la fecha programada de retiro.

3.6.2 No se permite el retiro de una Unidad de Central Eléctrica que tenga obligaciones vigentes para la venta de Potencia, a menos que establezca una fuente alternativa para sustituir dicha Potencia.

3.6.3 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, basado en los costos de la Unidad de Central Eléctrica cuyo retiro se propuso y en los términos que defina la CRE. Sólo en caso que no se le asigne un contrato de venta de Potencia procederá la remoción del registro de la Unidad de Central Eléctrica.

3.6.4 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.

BASE 4

Garantías de cumplimiento

4.1 Disposiciones generales

4.1.1 Los Participantes del Mercado sólo podrán asumir obligaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista cuando su cumplimiento esté debidamente garantizado en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

4.1.2 Cada Participante del Mercado deberá contar con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir su Responsabilidad Estimada Agregada. Cuando su Monto Garantizado de Pago resulte insuficiente, quedará restringida automáticamente su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a lo previsto en la Base 4.4.

4.2 Monto Garantizado de Pago

4.2.1 El Monto Garantizado de Pago de cada Participante del Mercado corresponderá a la suma de los importes asociados a cada uno de los siguientes conceptos:

(a) Fondos puestos a disposición del CENACE para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que asuma el Participante del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(b) Títulos líquidos y libremente comercializables, incluyendo papeles gubernamentales emitidos por el gobierno mexicano y los demás instrumentos establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado, puestos a disposición del CENACE para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que asuma el Participante del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(c) Carta de crédito de una institución financiera otorgada en favor del CENACE para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que asuma el Participante del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista. Para tal efecto, la institución financiera deberá cumplir con las características establecidas en los Manuales de Prácticas del Mercado.

(d) Los demás instrumentos que otorguen al CENACE un derecho irrevocable e incondicional a acceder inmediatamente a los fondos correspondientes en caso de mora o incumplimiento de pago por parte del Participante del Mercado respecto a las obligaciones que asuma en el Mercado Eléctrico Mayorista.

4.2.2 Como complemento al Monto Garantizado de Pago, los Suministradores de Servicios Básicos podrán presentar al CENACE instrumentos mediante los cuales la empresa controladora o tenedora del Participante del Mercado se obligue solidariamente frente al CENACE respecto a las obligaciones que el Participante del Mercado asuma en el Mercado Eléctrico Mayorista. Dichos instrumentos sustentarán un margen de reducción para el Participante del Mercado en los términos de la Base 4.3.3(a)(iii).

4.2.3 El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente establecerá los requisitos que deberán cumplir los instrumentos referidos en las Bases 4.2.1 y 4.2.2 y los procedimientos que deberán observarse para que los mismos garanticen o dejen de garantizar las obligaciones que asuman los Participantes del Mercado frente al CENACE.

4.2.4 Los importes asociados a los instrumentos presentados por cada Participante del Mercado a fin de satisfacer el valor mínimo de Garantía de Cumplimiento Básica formarán parte de su Monto Garantizado de Pago. El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente señalará las metodologías para calcular el valor mínimo de la Garantía de Cumplimiento Básica.

4.3 Responsabilidad Estimada Agregada

4.3.1 La Responsabilidad Estimada Agregada de cada Participante del Mercado corresponderá a la suma de sus pasivos conocidos y sus pasivos potenciales estimados, y será calculada de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y observando lo establecido en esta Base 4.

4.3.2 Los pasivos conocidos de cada Participante del Mercado corresponderán a las cantidades de dinero que deba pagar el Participante del Mercado al CENACE por su participación y por las

transacciones que haya realizado en el Mercado Eléctrico Mayorista y que hayan sido incluidos en estados de cuenta emitidos por el CENACE pero que aún no hayan sido liquidados, incluyendo las cantidades controvertidas, pero descontando las cantidades de dinero que el CENACE deba pagar al Participante del Mercado por las transacciones que éste haya realizado en el Mercado Eléctrico Mayorista y que hayan sido incluidos en estados de cuenta emitidos por el CENACE pero que aún no hayan sido liquidados.

(a) Para realizar el cálculo correspondiente se utilizará la información contenida en los estados de cuenta que emita el CENACE.

(b) Si el valor de los pasivos conocidos de un Participante del Mercado es negativo, se restará del valor de los pasivos potenciales estimados del Participante del Mercado para determinar su Responsabilidad Estimada Agregada.

4.3.3 Los pasivos potenciales estimados de cada Participante del Mercado corresponderán a las cantidades de dinero que pueda llegar a deber el Participante del Mercado al CENACE por su participación y por las transacciones que realice o se obligue a realizar en el Mercado Eléctrico

Mayorista y que no formen parte de los pasivos conocidos a que se refiere la Base 4.3.2. Su valor será determinado de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y observando lo siguiente:

(a) Para realizar el cálculo de los pasivos potenciales estimados se utilizarán los valores asociados a los conceptos siguientes:

(i) Los cargos potenciales estimados para el Participante del Mercado respecto a su participación y a las transacciones que realice o se obligue a realizar en el Mercado Eléctrico Mayorista y que no hayan dado lugar al cálculo de pasivos conocidos en términos de la Base 4.3.2, cuyo valor será determinado de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y observando lo dispuesto en los incisos (b) a (h) siguientes.

(ii) Un margen prudencial cuyo valor será definido en los términos que prevea el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente para cubrir los costos y gastos adicionales que pueda llegar a causar la mora o el incumplimiento de pago de los cargos potenciales estimados antes referidos y de los pasivos conocidos a que hace referencia la Base 4.3.2.

(iii) Un margen de reducción cuyo valor será definido en los términos que prevea el Manual de Prácticas de Mercado, que permitirá al Participante de Mercado reducir el valor de los pasivos potenciales estimados antes referidos, bajo una de las siguientes modalidades:

(A) Para cualquier Participante del Mercado que tenga un comportamiento histórico de pago ejemplar y demuestre suficiente solidez financiera, con base en indicadores de su historial de pagos y su solidez financiera.

(B) Para cualquier Suministrador de Servicios Básicos que presente los instrumentos a que se refiere la Base 4.2.2. Para tal efecto, los instrumentos y la empresa controladora o tenedora que los emita deberán cumplir con lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(b) Los cargos potenciales estimados a que se refiere el subinciso (i) anterior serán aquellos asociados a:

(i) las transacciones que realice o se obligue a realizar el Participante del Mercado en el Mercado de Energía de Corto Plazo, el Mercado para el Balance de Potencia, el Mercado de Certificados de Energías Limpias, las Subastas de Mediano y Largo Plazo, las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y la tenencia de Derechos Financieros de Transmisión;

(ii) los servicios de transmisión y distribución que requiera el Participante del Mercado respecto a las transacciones que realice o se obligue a realizar en el Mercado Eléctrico Mayorista y cuya contraprestación deba ser cobrada a través del CENACE; y,

(iii) los pagos que deba cubrir el Participante del Mercado al CENACE por su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, por la porción que le corresponda respecto a los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, y por los servicios de operación del sistema y del mercado a cargo del CENACE, todo ello de conformidad con lo establecido en las Reglas del Mercado.

(c) Los cargos potenciales estimados para transacciones en el Mercado de Energía de Corto Plazo, así como los cargos potenciales estimados para los Participantes del Mercado respecto a los servicios de transmisión y distribución que requieran y por la porción que le corresponda respecto a los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista y por los servicios de operación del sistema y del mercado a cargo del CENACE, serán calculados conforme a lo siguiente:

(i) Los cargos potenciales estimados derivados de los Centros de Carga corresponderán al 100% del importe estimado del consumo esperado de energía eléctrica y Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico, los servicios de transmisión y distribución que requieran y por la porción que les corresponda respecto a los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico, en un plazo de 17 días. El plazo de 17 días podrá reducirse en caso de que el ciclo de emisión de estados de cuenta diarios, facturación y pago se reduzca.

(ii) Los cargos potenciales estimados derivados de las Centrales Eléctricas corresponderán al 5% del importe estimado de la entrega esperada de energía eléctrica y Servicios Conexos en un plazo de 7 días. El plazo de 7 días podrá reducirse en caso de que el ciclo de emisión de estados de cuenta diarios, facturación y pago se reduzca.

(iii) Estarán excluidos del cómputo de los pasivos potenciales del Participante del Mercado la facturación histórica de Transacciones Bilaterales Financieras u otras transacciones distintas a las referidas en el presente inciso (c).

(iv) Los cargos potenciales estimados derivados de los Centros de Carga y las Centrales Eléctricas serán estimados con base en valores históricos o de referencia en los términos que establezca el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y de acuerdo con lo siguiente:

(A) Para Entidades Responsables de Carga, se calculará su consumo esperado utilizando volúmenes históricos.

(B) Para Generadores, se calculará la entrega esperada utilizando volúmenes históricos.

(C) Para transacciones en el Mercado de Energía de Corto Plazo se tomará como precio de referencia el promedio histórico del Precio Marginal Local o de los precios de Servicios Conexos en el NodoP, zona de carga o zona de reservas correspondiente de cada hora de los 7 días anteriores, más un margen que representa la volatilidad histórica de los 90 días anteriores. Para obtener ese promedio histórico y volatilidad histórica, respectivamente, durante los primeros 7 y 90 días de operación del Mercado Eléctrico Mayorista se utilizará como precio de referencia de energía el Costo Total de Corto Plazo correspondiente para las horas en que no exista un Precio Marginal Local. La metodología para estimar los precios de Servicios Conexos en estas horas se establecerá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(D) Para los servicios de transmisión y distribución, los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista y los servicios de operación del sistema y del mercado a cargo del CENACE, se tomarán como precios de referencia las tarifas autorizadas por la CRE.

(v) Los cargos potenciales estimados derivados de las transacciones de Importación y Exportación y transacciones virtuales serán estimados en los términos que establezca el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente con base en los volúmenes ofrecidos y en los precios de referencia a que

se refiere el apartado (C) que antecede. No se permitirán ofertas de importaciones, exportaciones y transacciones virtuales cuando el Participante del Mercado no cuente con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento en su Responsabilidad Estimada Agregada que resultaría de dichas ofertas.

(d) Los cargos potenciales estimados para transacciones en el Mercado para el Balance de Potencia serán calculados conforme a lo siguiente:

(i) Se calculará un precio máximo de Potencia, con base en la Capacidad Entregada de los Generadores en el año anterior, así como los valores esperados de la curva de demanda obligatoria y la curva de demanda de Potencia eficiente. Para efectos de la estimación de estas curvas, se incluirán todas las obligaciones de Potencia de las Entidades Responsables de Carga que resultaron del año anterior, bajo el supuesto de que ninguna de ellas se excluya del Mercado para el Balance de Potencia.

(ii) Inmediatamente antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia, en los cargos potenciales estimados de cada Generador y Entidad Responsable de Carga se incluirá el producto del precio máximo estimado en términos del inciso anterior, y la obligación neta de Potencia de cada uno. Dicho monto se excluirá de los cargos potenciales estimados de cada Participante del Mercado una vez que se emitan los estados de cuenta relacionados con el Mercado para el Balance de Potencia.

(iii) No se permitirán ofertas de compra en el Mercado para el Balance de Potencia cuando el Participante del Mercado no cuente con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento en su Responsabilidad Estimada Agregada que resultaría de dichas ofertas en los términos del subinciso anterior.

(iv) Las ofertas de venta de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia no tienen impacto en los cargos potenciales estimados, los cuales no aumentan porque dicho mercado sólo permitirá la venta de cantidades que los Participantes de Mercado tengan disponibles, y tampoco disminuyen, porque el precio de Potencia en dicho mercado no está garantizado.

(v) La adquisición de Potencia que corresponde a la curva de demanda de Potencia eficiente no tiene impacto en los cargos potenciales estimados.

(e) Los cargos potenciales estimados para los Participantes del Mercado respecto a su participación en el Mercado de Certificados de Energías Limpias corresponderán al valor total de los certificados que ofrezcan comprar utilizando como precio de referencia el precio de equilibrio determinado por el CENACE en el Mercado de Certificados de Energías Limpias inmediato anterior. El precio de referencia para el primer Mercado de Certificados de Energías Limpias será el valor que represente el 90% del monto mínimo de la multa que de acuerdo con la legislación aplicable deba imponerse a quien incumpla la obligación de adquirir Certificados de Energías Limpias. No se permitirán ofertas de compra en el Mercado de Certificados de Energías Limpias cuando el Participante del Mercado no cuente con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento en su Responsabilidad Estimada Agregada que resultaría de dichas ofertas. La venta de Certificados de

Energías Limpias no tiene impacto en los cargos potenciales estimados, dado que dicho mercado sólo permitirá la venta de cantidades que los Participantes del Mercado tengan disponibles.

(f) Los cargos potenciales estimados para los Participantes del Mercado respecto a su participación en las Subastas de Mediano y Largo Plazo corresponderán al valor de las garantías de seriedad que cada uno de ellos deba otorgar para participar en dichas subastas en los términos de las bases o reglas correspondientes. Estos cargos potenciales estimados se eliminarán de la Responsabilidad Estimada Agregada de los Participantes del Mercado en caso de que la subasta se adjudique sin seleccionar la oferta en cuestión, o bien, una vez que se celebre el Contrato de Cobertura Eléctrica derivada de la oferta en cuestión. El cumplimiento de las obligaciones que los participantes asuman en los contratos celebrados a través de esas subastas deberá garantizarse en los términos que prevean las reglas correspondientes y los propios contratos, y por lo tanto no formarán parte la Responsabilidad Estimada Agregada de los Participantes del Mercado.

(g) Los cargos potenciales estimados para los Participantes del Mercado respecto a su participación en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión corresponderán al valor total de las ofertas que realice cada uno de ellos para adquirir Derechos Financieros de Transmisión en esas subastas, más un margen de volatilidad por definirse en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. No se permitirán ofertas en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión cuando el Participante del Mercado no cuente con

un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento en su Responsabilidad Estimada Agregada que resultaría de dichas ofertas. Por lo que respecta a la tenencia de Derechos Financieros de Transmisión derivados de las subastas, los cargos potenciales estimados para los Participantes del Mercado corresponderán al valor esperado de los pagos que deba realizar al CENACE por ser titular de esos derechos más un margen de volatilidad, de acuerdo con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(h) Los cargos potenciales estimados para los Participantes del Mercado respecto a las Transacciones Bilaterales Financieras y Transacciones Bilaterales de Potencia serán calculados conforme a lo siguiente:

(i) Un Transacción Bilateral Financiera o Transacción Bilateral de Potencia resultará en un aumento a los cargos potenciales estimados del Participante del Mercado considerado emisor y resultará en una disminución del mismo monto a los cargos potenciales estimados del Participante de Mercado considerado adquirente.

(ii) El efecto en los cargos potenciales estimados que resulte de Transacciones Bilaterales Financieras se valorará al promedio histórico de los precios de los productos en el Mercado del Día en Adelanto o el Mercado de Tiempo Real, según corresponda.

(iii) Para estimar la cantidad del producto a liquidarse cuando la Transacción Bilateral Financiera establece una cantidad con base en una fórmula, se utilizará la cantidad estimada señalada en la transacción.

(iv) No se permitirá la programación de Transacciones Bilaterales Financieras cuando los Participantes del Mercado no cuenten con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir el incremento en su Responsabilidad Estimada Agregada que resultaría de dichas transacciones.

(v) Las Transacciones Bilaterales de Potencia reducirán los cargos potenciales estimados del Participante del Mercado considerado como el adquirente de acuerdo con el precio máximo estimado en términos de la Base 4.3.3(d)(ii) hasta que la obligación neta de Potencia del adquirente sea cero.

(vi) Las Transacciones Bilaterales de Potencia no aumentarán los cargos potenciales estimados de ningún Participante de Mercado considerado como emisor que haya producido dicha Potencia en el año correspondiente. Cuando el emisor no ha producido la Potencia correspondiente, sus cargos potenciales estimados se aumentarán de acuerdo con el precio máximo estimado en términos de la Base 4.3.3(d)(ii).

4.4 Insuficiencia de las garantías de cumplimiento

4.4.1 Será responsabilidad de cada Participante del Mercado que su Responsabilidad Estimada Agregada no exceda su Monto Garantizado de Pago, ya que en caso de que ello ocurra será considerado como un incumplimiento grave de las Reglas del Mercado y quedará restringida automáticamente su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a lo previsto en esta Base 4.4.

4.4.2 El CENACE no aceptará las ofertas ni permitirá la realización de nuevas transacciones por parte de ningún Participante del Mercado si al hacerlo su Responsabilidad Estimada Agregada excede su Monto Garantizado de Pago. 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 permita realizar y aceptar ofertas o transacciones en esa circunstancia.

4.4.3 El software que utilice el CENACE para la operación del Mercado Eléctrico Mayorista deberá considerar lo previsto en la Base 4.4.2.

4.4.4 El CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado en forma individual y en cualquier momento, los movimientos y el nivel de su Responsabilidad Estimada Agregada y de su Monto Garantizado de Pago.

4.4.5 El CENACE notificará a los Participantes del Mercado cuya Responsabilidad Estimada Agregada alcance el 80% de su Monto Garantizado de Pago, y cuando alcance el 90% lo notificará diariamente.

4.4.6 Se considerará como incumplimiento grave a las Reglas del Mercado que el Monto Garantizado de Pago de un Participante del Mercado sea menor al valor mínimo que deba tener su Garantía de Cumplimiento Básica de acuerdo con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. Cuando ello ocurra, el CENACE lo notificará al Participante del Mercado para que regularice su situación y, en caso de que no lo haga dentro de un plazo de 10 días hábiles, el CENACE dará inicio al procedimiento de terminación anticipada de su contrato de Participante del Mercado.

BASE 5

Acceso al Sistema Eléctrico Nacional

5.1 Interconexión y conexión al Sistema Eléctrico Nacional

5.1.1 Las solicitudes para realizar obras de conexión de los Centros de Carga y de interconexión de las Centrales Eléctricas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, así como el incremento de capacidad o modificación del punto de conexión o interconexión deberán atender lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

5.1.2 Dicho Manual de Prácticas de Mercado determinará los requisitos, trámites, procedimientos, obligaciones y derechos que deben ser observados al solicitar la conexión o interconexión a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución. Asimismo, establecerá los estudios a realizar para definir la infraestructura, los plazos para obtener determinaciones, y los costos y garantías que deberán ser cubiertos por el solicitante.

5.1.3 El Manual de Prácticas de Mercado deberá brindar certidumbre, transparencia y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio al Sistema Eléctrico Nacional de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga, desarrollando procesos expeditos y al menor costo posible para garantizar la eficiencia, Confiabilidad, Continuidad, sustentabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, así como la correcta planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, para mantener la Operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

5.1.4 En tanto no se emita el Manual de Prácticas de Mercado en materia de interconexiones y conexiones, dicho proceso se regirá por el documento denominado "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de centros de carga" expedido por el CENACE.

5.1.5 El Manual de Prácticas de Mercado contendrá, al menos, lo siguiente:

(a) El proceso de registro de nuevas solicitudes, seguimiento, tiempo, modificación, cancelación de las solicitudes y retención de las garantías de interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, incluyendo los incrementos en las capacidades de las Centrales Eléctricas, el aumento de la demanda de los Centros de Carga, y los cambios en los puntos de interconexión o conexión. El CENACE desarrollará un sitio web para el registro y seguimiento de solicitudes de interconexión y conexión, a fin de reducir el número de comunicaciones a través de documentación impresa y entregada físicamente, transparentar el proceso, agilizar el manejo de la información y reducir el tiempo para notificar a los solicitantes.

(b) Las responsabilidades de los solicitantes, del CENACE, de los Transportistas y de los Distribuidores.

(c) La información que deberán proveer al CENACE los solicitantes, los Transportistas y los Distribuidores.

(d) Los estudios, las etapas, el tiempo de atención y los cargos a realizar por tipo de solicitud para definir las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones, las necesidades de mejora o refuerzos a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, así como para asegurar el cumplimiento con los Criterios de Confiabilidad y las Disposiciones Operativas del Mercado.

(e) Las garantías financieras que deben aportar los solicitantes a fin de asegurar la seriedad de su solicitud y los motivos de devolución y cancelación de las mismas.

(f) Los tiempos que se otorgarán a los interesados para la liquidación de cargos y presentación de las garantías asociadas con los estudios.

(g) Los criterios de prelación tanto para la realización de los estudios como para las solicitudes de interconexión o conexión, incluyendo la firma de los contratos respectivos.

(h) Los supuestos específicos que se usarán respecto a las Centrales Eléctricas que tengan menor prelación, al momento de realizar estudios de Centrales Eléctricas que tengan mayor prelación.

(i) El tipo y nivel de los estudios involucrados, los Criterios de Confiabilidad y los escenarios a ser considerados en los estudios.

(j) El procedimiento y criterios mediante los cuales el CENACE definirá las obras que permitan a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga cumplir los Criterios de Confiabilidad previstos en el Código de Red, así como las obras que permitan la acreditación de Potencia.

(k) La coordinación con las subastas de Largo Plazo para el Suministro Básico y los procesos equiparables utilizados por otros Participantes del Mercado.

(l) Los demás conceptos que se requieran para fomentar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga.

5.1.6 Los interesados en la interconexión de una Central Eléctrica o conexión de un Centro de Carga tendrán el derecho a elegir la opción entre un proceso individualizado de solicitudes y estudios, o bien, que dichas interconexiones y conexiones formen parte del proceso de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución. Al respecto:

(a) El Manual de Prácticas de Mercado establecerá criterios para que el CENACE evalúe el beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional para que una solicitud de interconexión o conexión forme parte del proceso de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

(b) Las obras necesarias para una interconexión o conexión sólo se incluirán en el proceso para la planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución cuando aporten un beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional.

5.1.7 Las solicitudes de obras para la interconexión para las Centrales Eléctricas y conexión de los Centros de Carga con capacidades o cargas que tengan un impacto reducido en el Sistema Eléctrico Nacional tendrán un proceso expedito.

5.1.8 Se establecerá un proceso para que los interesados en el proceso individualizado de estudios puedan agrupar sus solicitudes.

5.1.9 Los procesos, tiempos, costos, garantías, nivel de detalle y tipo de estudios dependerán de lo siguiente:

(a) La solicitud para incluir en el proceso centralizado de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución realizado por el CENACE, o bien, de elegir una solicitud individual.

(b) La solicitud de utilizar un proceso expedito para proyectos de impacto reducido.

(c) La solicitud de identificar refuerzos a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución que permitan la acreditación de Potencia.

(d) Los requerimientos para llevar a cabo la interconexión o conexión así como las necesidades de mejora o refuerzos a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para asegurar el cumplimiento con los Criterios de Confiabilidad establecidos por la CRE en el Código de Red y con las Disposiciones Operativas del Mercado.

(e) Los elementos que el CENACE establezca que se deben considerar en la realización de los estudios, incluyendo el punto de interconexión o conexión y la configuración general objeto de la evaluación.

(f) Los análisis que se requieren realizar para evaluar el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta diferentes escenarios de demanda, condiciones de

la red eléctrica, y la fecha estimada de operación.

(g) La capacidad neta de las Centrales Eléctricas, incluyendo el incremento de dicha capacidad o el cambio en el punto de interconexión.

(h) La demanda en MW de los Centros de Carga, incluyendo el incremento de dicha demanda o el cambio en el punto de conexión.

(i) El tipo de carga, indicando el tratamiento de cargas que por sus características puedan afectar la calidad del suministro a otros Centros de Carga.

(j) El nivel de tensión de la interconexión o conexión.

(k) La disposición de los solicitantes que deberán asumir los costos asociados a los refuerzos a la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución.

5.1.10 Los análisis de interconexión de las Centrales Eléctricas se regirán por el principio de "criterio mínimo de interconexión", por lo que tendrán como objetivo el identificar las obras estrictamente necesarias a ser sufragadas por el particular para garantizar la interconexión de su Central Eléctrica sin afectar la seguridad y Confiabilidad del sistema. Por lo anterior, se identificarán y se evaluarán por separado las obras requeridas para cumplir con el "criterio mínimo de interconexión" y las obras que permitan garantizar la Disponibilidad de Entrega Física o reducir la incidencia de congestamiento.

5.1.11 El plan de expansión de la Red Nacional de Transmisión tendrá por objetivo maximizar el valor económico total del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que la inclusión de las diversas

solicitudes de interconexión en dicho Plan no garantizará el despacho de las Unidades de Central Eléctrica ni la Disponibilidad de Entrega Física, ni generará derechos físicos o financieros sobre el uso de la red.

5.1.12 Los particulares tendrán la opción de asumir los costos asociados a las obras que permitan garantizar la Disponibilidad de Entrega Física de sus Centrales Eléctricas y mejorar las condiciones de despacho de las mismas, así como de adquirir los Derechos Financieros de Transmisión asociados a los refuerzos que costeen.

5.2 Transferencia de activos

5.2.1 El Participante del Mercado que desee transferir activos físicos (Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga) a otro Participante del Mercado, deberá remitir una solicitud al CENACE que cumpla con los requisitos siguientes:

(a) Deberá ser entregada al CENACE al menos 10 días hábiles antes de la fecha en la que se pretende transferir los activos.

(b) Deberá enviarse en el formato requerido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(c) Deberá declarar la identidad de la entidad a la que serán transferidos los Recursos, que a la fecha de la solicitud deberá ser:

(i) un Participante del Mercado sin ninguna restricción para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista; o

(ii) un candidato a Participante del Mercado que, a entera satisfacción del CENACE, pueda cumplir a la fecha programada de transferencia o antes, todos los requerimientos para ser elegible para la firma de un contrato de Participante del Mercado.

(d) Declarar la fecha en la que se propone que se aplique la transferencia.

(e) Deberá estar acompañada de una declaración firmada por la entidad a la que serán transferidos los activos, en la que acepte que a partir de la fecha programada para la transferencia:

(i) asumirá el control y los compromisos del activo registrado; y,

(ii) cumplirá con todas las provisiones de las Reglas del Mercado y cualquier otro contrato vinculado con el o los activos transferidos.

5.2.2 Si los requisitos señalados en la Base 5.2.1 han sido satisfechos, el CENACE transferirá el registro de los activos en la fecha efectiva de transferencia, la cual será la mayor entre:

(a) la fecha a la que se refiere el inciso (d) de la Base 5.2.1;

(b) el décimo día hábil siguiente a la fecha en que el CENACE haya notificado al Participante del Mercado que se han cumplido todos los requisitos señalados en la Base 5.2.1; y

(c) la siguiente fecha de actualización del Modelo de la Red Física, Modelo Comercial del Mercado o Modelo Comercial de Facturación, según corresponda.

Lo anterior, a menos que el CENACE haya acordado con las dos partes que la transferencia tomará efectos en una fecha distinta, en cuyo caso, la fecha efectiva de transferencia será aquella acordada por las tres partes.

BASE 6

Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

6.1 Principios generales

6.1.1 Intervención mínima

(a) Los criterios que se deben cumplir para que la operación del Sistema Eléctrico Nacional se realice de manera confiable se encuentran en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE.

(b) El CENACE está obligado a aplicar las disposiciones contenidas en las Bases del Mercado Eléctrico y las demás disposiciones relacionadas en materia de Confiabilidad que emita la CRE, y evitará realizar intervenciones al despacho económico que no sean estrictamente necesarias para su cumplimiento.

(c) No obstante, en situaciones de magnitud relevante, aun cuando sean preventivas, el CENACE podrá tomar a su criterio las acciones necesarias para mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, tales como:

(i) modificar los parámetros utilizados en el despacho económico;

(ii) emitir instrucciones diferentes a los resultados del Despacho Económico con Restricciones de Seguridad; y,

(iii) suspender la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

(d) Cuando la intervención del CENACE sea necesaria para garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, debe coordinar sus acciones con los Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores y demás actores involucrados, de acuerdo con lo establecido en el Código de Red y sus disposiciones operativas.

(e) Los pagos por los servicios prestados para garantizar la Confiabilidad deben sujetarse a los mecanismos del Mercado Eléctrico Mayorista establecidos en las Bases del Mercado Eléctrico y en la Ley, su reglamentación, la regulación tarifaria de la CRE y las demás disposiciones jurídicas aplicables.

(f) En el caso de contradicción o inconsistencia entre las disposiciones de esta Base 6 y cualquier otra disposición de las Reglas del Mercado, las disposiciones de la Base 6 prevalecerán. En la realización de cualquier acto, el CENACE dará prioridad al Código de Red y sus disposiciones operativas para garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, posteriormente a las disposiciones de esta Base 6 y a los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.

6.1.2 Obligaciones del CENACE

(a) El CENACE debe planear y controlar la operación del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con las disposiciones establecidas en el Código de Red y las disposiciones operativas que emita la CRE, así como en lo descrito en esta Base 6.

(b) Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán los procedimientos requeridos para asegurar la coordinación con los Transportistas y Distribuidores sobre el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con las disposiciones establecidas en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE.

(c) En este sentido, las obligaciones del CENACE deberán incluir pero no limitarse a la supervisión y la emisión de instrucciones de despacho a las Unidades de Central Eléctrica, Recursos de Demanda Controlable, instalaciones de la Red Nacional de Transmisión y las

Redes Generales de Distribución que le correspondan.

6.1.3 Obligaciones de los Participantes del Mercado

(a) Cada Participante del Mercado debe operar y mantener sus instalaciones y equipos, conforme a los requerimientos establecidos en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE.

(b) Los Participantes del Mercado deben acatar las instrucciones que emita el CENACE para mantener la Confiabilidad de conformidad con el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE, así como con las Reglas del Mercado.

(c) Los Participantes del Mercado deberán asegurar el cumplimiento de estas disposiciones e instrucciones por parte de los propietarios de Unidades de Central Eléctrica, Generadores Exentos, Usuarios Finales y demás personas que intervengan en la operación de las Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(d) Los propietarios de Unidades de Central Eléctrica, Generadores Exentos, Usuarios Finales, contratistas, socios y demás personas que intervengan la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional son solidariamente responsables por el cumplimiento de estas disposiciones e instrucciones.

6.2 Servicios Conexos requeridos para la Confiabilidad

6.2.1 El CENACE deberá adquirir los siguientes Servicios Conexos requeridos para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en términos del Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE. En el Código de Red y sus disposiciones operativas que emite la CRE se determinarán los requisitos para considerar a una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable como prestadora de estos Servicios Conexos:

(a) Regulación Primaria

(b) Reservas:

(i) De Regulación Secundaria

- (ii) Rodantes
 - (iii) No rodantes
 - (iv) Operativas
 - (v) Suplementarias
- (c) Control de voltaje y potencia reactiva
- (d) Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema

6.2.2 Asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para mantener la Confiabilidad:

(a) El CENACE puede instruir la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional opere de manera confiable. Esto incluye aquella generación:

(i) Requerida por Confiabilidad con base en lo establecido en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE;

(ii) Necesaria para satisfacer el nivel de demanda en áreas restringidas; y,

(iii) Necesaria para brindar apoyo de voltaje o de seguridad para el CENACE o de un área local.

(b) Los criterios de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito se establecen en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE.

6.2.3 En el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente se especificarán los criterios y metodologías para cuantificar los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista provistos por los Generadores.

6.2.4 Como regla general, los costos de los Servicios Conexos se cobrarán a todas las Entidades Responsables de Carga, en proporción a la energía consumida por los Centros de Carga que representa. Los Manuales de Prácticas de Mercado estipularán los casos de excepción en que

una porción específica de estos costos se cobre a determinados Participantes del Mercado cuyas operaciones ocasionen una parte específica de los requisitos de Servicios Conexos.

6.2.5 La Regulación Primaria es un servicio obligatorio que deberá ser provisto por las Unidades de Central Eléctrica y no será liquidado por parte del CENACE.

6.2.6 La aportación, absorción y reserva de potencia reactiva para control de voltaje, así como el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, 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.

6.2.7 En el caso de las Unidades de Central Eléctrica que operen como condensador síncrono o proporcionan el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema su

operación deberá llevarse a cabo de conformidad con lo establecido en el Código de Red y sus disposiciones operativas.

6.2.8 Los precios y liquidaciones de los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista se determinarán y realizarán conforme a la Base 10 y la Base 17.

6.2.9 Cuando se declare la suspensión de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se observará lo señalado en la Base 10.7.

6.3 Estados operativos del Mercado Eléctrico Mayorista

6.3.1 La operación del Mercado Eléctrico Mayorista responderá al estado operativo del Sistema Eléctrico Nacional.

6.3.2 En el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE se definen los parámetros y criterios que determinan cada estado operativo del Sistema Eléctrico Nacional. Los protocolos de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista que corresponden a cada estado operativo se describen a continuación:

(a) Estado Operativo Normal: En este estado operativo, el CENACE opera el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a lo señalado en las Reglas del Mercado sin procedimientos excepcionales.

(b) Estado Operativo de Alerta:

(i) Cuando el CENACE declare un estado operativo de alerta, 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. Los medios, plazos y alcance de dicha notificación se definen en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(ii) Durante el estado operativo de alerta, el CENACE tiene la autoridad para lo siguiente:

(A) Implementar cualquier acción que impacte a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, que sea razonable y técnicamente factible.

(B) Aplicar criterios de excepción para emitir instrucciones de asignación y de despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito por Confiabilidad.

(C) Realizar la interrupción planeada o controlada de Demanda Controlable.

(D) Modificar o interrumpir Transacciones de Importación y Exportación con otros sistemas eléctricos.

(E) Emitir publicidad a fin de promover la reducción voluntaria de demanda.

(F) Cambiar la topología del Sistema Eléctrico Nacional.

(G) Implementar cualquier otra acción razonable y técnicamente factible, en los términos del Código de Red y sus disposiciones operativas.

(c) Estado Operativo de Emergencia:

(i) Cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia, debe informar inmediatamente a los Transportistas, Distribuidores y los Participantes del Mercado que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en una condición de estado operativo de emergencia. Los medios, plazos y alcance de dicha notificación se definen en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(ii) Durante el estado operativo de emergencia, el CENACE tiene la autoridad para lo siguiente:

(A) Realizar todas las acciones que correspondan al estado operativo de alerta.

(B) Despachar las Unidades de Central Eléctrica hasta sus límites de despacho de emergencia.

(C) Realizar compras de energía de emergencia.

(D) Ordenar la desconexión de Unidades de Central Eléctrica con estatus de Operación obligada.

(E) Ordenar el re-despacho de los recursos incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, en los términos definidos en los mismos contratos.

(F) Ordenar el aplazamiento o la terminación anticipada de las salidas de mantenimiento programadas.

(G) Ordenar la reducción de voltaje en las Redes Generales de Distribución.

(H) Ordenar el corte manual de carga considerada no controlable.

(iii) El CENACE tendrá como prioridad restablecer el Sistema Eléctrico al Estado Operativo Normal, para poder restablecer la operación normal del Mercado Eléctrico Mayorista.

(d) Estado Operativo Restaurativo:

(i) Cuando el CENACE declare este estado operativo, debe informar inmediatamente a los Participantes del Mercado que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en una condición de estado operativo restaurativo. Los medios, plazos y alcance de dicha notificación se definen en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(ii) Durante el estado operativo restaurativo, el CENACE tiene autoridad para lo siguiente:

(A) Realizar todas las acciones que correspondan al estado operativo de emergencia.

(B) Ordenar, en su caso, la reconexión manual de carga considerada no controlable.

(C) Emitir instrucciones de asignación y de despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito por Confiabilidad, que permitan llegar nuevamente a un estado operativo normal.

(D) Modificar, interrumpir o restablecer Transacciones de Importación y Exportación con otros sistemas eléctricos.

(iii) El CENACE, Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado deben aplicar los procedimientos de restablecimiento del Sistema Eléctrico establecidos en el Código de Red y sus disposiciones complementarias.

6.4 Planeación Operativa

6.4.1 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.

6.4.2 La planeación operativa de mediano plazo 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.

6.4.3 Los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores 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.

6.5 Recursos de energía limitada

6.5.1 Entre los recursos de energía limitada se incluyen los siguientes:

(a) Unidades hidroeléctricas con embalse, cuyas características se encontrarán definidas en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(b) Unidades térmicas con límites de emisiones periódicas, de acuerdo al Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(c) Unidades térmicas con límites periódicos de disponibilidad de combustible o de consumo de combustible permitido, de acuerdo al Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(d) En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán incluir los Recursos de Demanda Controlable Garantizados con límites contractuales para la energía interrumpida por periodo.

6.5.2 El CENACE formulará las metodologías para calcular los costos de oportunidad de los recursos de energía limitada, las cuales podrán ser revisadas por iniciativa del CENACE o a solicitud de los Participantes del Mercado. La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar modificaciones cuando las metodologías no sean consistentes con las Bases del Mercado Eléctrico y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional o con el uso eficiente de los combustibles.

6.5.3 El CENACE llevará a cabo análisis periódicos, conforme a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, 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) Los pronósticos de demanda, de disponibilidad de generación (incluyendo las aportaciones hidrológicas y otros factores que afectarían la disponibilidad de energía), de precios de combustibles y de otras condiciones del sistema.

(c) Los Generadores están obligados a proporcionar al CENACE la información que les sea requerida para realizar estos análisis; la información presentada estará sujeta a la verificación de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

6.5.4 El CENACE formulará y actualizará, cuando menos una vez al año, 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 Recursos de Demanda Controlable Garantizados respecto de los cuales sus representantes hayan declarado límites sobre la energía total que puede dejar de consumir en un periodo. La metodología y periodicidad para la elaboración y actualización de dicho programa se establecerá en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

6.5.5 El CENACE validará la clasificación de cada recurso de energía limitada cuando menos una vez al año.

6.5.6 El CENACE complementará el programa a que se refiere la Base 6.5.4 con los demás modelos requeridos para planear el uso de recursos de generación y Demanda Controlable en el periodo de un mes hasta tres años.

6.5.7 Al menos una vez al año, el CENACE propondrá supuestos de las metodologías a las dependencias y entidades responsables de los recursos involucrados, así como a los Participantes del Mercado, y recibirá comentarios durante un período no mayor a 30 días naturales.

6.5.8 El CENACE optimizará el uso previsto esperado de los recursos de energía limitada con el fin de maximizar el excedente económico total para el Sistema Eléctrico Nacional, propiciando su uso eficiente y considerando un balance entre el beneficio de usar dichos recursos en el corto plazo y el costo de su indisponibilidad en el largo plazo. Lo anterior tomando en cuenta el valor de la demanda no suministrada, sin optimizar la rentabilidad o los ingresos esperados de una Central Eléctrica o grupo de Centrales Eléctricas. La política de operación de los recursos de energía limitada se establecerá a detalle en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

6.5.9 El CENACE determinará las ofertas de costo de oportunidad para determinadas unidades basándose en la periodicidad y modelo (metodología) establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. Este modelo considerará como mínimo las siguientes características:

(a) abarcará un periodo de simulación de 24 meses o más; y,

(b) su función objetivo se basará en la Maximización del Excedente Económico Total, por lo que considerará la minimización de los costos esperados de producción y de la demanda

no suministrada.

6.5.10 A petición de cualquier Participante del Mercado que represente Centrales Eléctricas o Centros de Cargas sujetos a dichos costos de oportunidad, la metodología y los costos resultantes podrán ser validados por la Unidad de Vigilancia del Mercado. Si 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 de las Centrales Eléctricas de la cuenca en interacción con el Sistema Eléctrico Nacional, y no en la optimización de una sola Central Eléctrica.

6.5.11 Los recursos de energía limitada deberán presentar ofertas iguales al costo de oportunidad determinado por el CENACE, con base en lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

6.5.12 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 máximos y mínimos determinados por el CENACE.

6.5.13 El CENACE gestionará los niveles diarios, semanales, mensuales y anuales de los embalses a través del despacho de generación. El CENACE observará los criterios de despacho de embalses que se incluyan en los Manuales de Prácticas de Mercado respectivos.

6.6 Programación de salidas

6.6.1 Condiciones Generales

(a) El CENACE planeará y coordinará las solicitudes de salida de los equipos a que se refiere la Base 6.6.2(b) para que los Generadores, Recursos de Demanda Controlable, Transportistas y Distribuidores realicen los trabajos de mantenimiento, las modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional, conforme a los Criterios de Confiabilidad.

(b) La realización de los trabajos descritos en el párrafo anterior considerará dos etapas:

(i) La planeación de salidas en el mediano plazo que corresponde a la elaboración de un programa integrado de salidas, y

(ii) La planeación de salidas en el corto plazo que corresponde al proceso de administración de licencias.

(c) Las salidas que no cumplan con los procesos de planeación y coordinación se considerarán salidas forzadas.

(d) La realización de pruebas u otros trabajos que limiten las capacidades de los equipos a que se refiere la Base 6.6.2(b) se deberán programar en los términos definidos en esta Base 6.6 aun cuando no requieren la salida del equipo.

6.6.2 Planeación de salidas en el mediano plazo

(a) Cada año el CENACE desarrollará y coordinará un programa trimestral integrado de salidas. Dicho programa se actualizará y se finalizará antes de cada trimestre.

(b) El programa trimestral integrado de salidas servirá para analizar y autorizar, en su caso, las solicitudes 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; y,

(v) SCADA/EMS y sistemas de comunicación (voz y datos), incluyendo las unidades de medición fasorial (PMU) adicionales a las que formen parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución.

(c) Los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, Transportistas y Distribuidores son directamente responsables del desempeño de los trabajos de mantenimiento que realicen en sus respectivos equipos.

(d) El ciclo de planeación del programa trimestral integrado de salidas se realizará de la siguiente forma:

(i) En el mes de mayo de cada año, los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, Transportistas y Distribuidores presentarán sus solicitudes de salida para los tres años siguientes. La información necesaria para presentar estas solicitudes se precisará en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(ii) En el mes de julio de cada año, el CENACE informará a los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, Transportistas y Distribuidores sobre la aprobación, en su caso, de las solicitudes de salida para los tres años siguientes.

(iii) A más tardar 75 días antes del inicio de cada trimestre, los Generadores, representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, Transportistas y Distribuidores confirmarán ante el CENACE los programas de salidas previamente aprobados para el siguiente trimestre, así como las solicitudes de modificación o de salidas adicionales.

(iv) A más tardar 65 días antes del inicio de cada trimestre, el CENACE aprobará o rechazará las solicitudes de modificación o de salidas adicionales y elaborará el programa trimestral integrado de salidas. Dicho programa se considerará definitivo para los tres meses contenidos en él.

(e) En la elaboración del programa integrado de salidas, aplicarán las consideraciones siguientes:

(i) Los Generadores, Entidades Responsables de Carga, Transportistas y Distribuidores señalarán al menos tres periodos en los que podrían realizar su salida, indicando su orden de preferencia.

(ii) El CENACE determinará cuáles solicitudes pueden realizarse manteniendo una adecuada Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional bajo un horizonte de planeación de 24 meses, de acuerdo con lo siguiente:

(A) Se utilizarán pronósticos de carga producidos por el propio CENACE.

(B) Se dará prelación a las salidas programadas en ejercicios anteriores.

(C) Para la evaluación de las nuevas solicitudes de salidas de los Generadores y Entidades Responsables de Carga, se aplicará un criterio de prelación dado a partir de la puntuación que reciban los solicitantes por el cumplimiento en la ejecución de las salidas programadas en el año anterior. El esquema de puntuación será definido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, de forma que cualquier desviación, positiva o negativa, entre los periodos reales de

las salidas y los periodos programados para realizarlas recibirá deducciones sobre la puntuación de cada solicitante.

(D) Para la evaluación de las nuevas solicitudes de salidas de los Transportistas y Distribuidores, se aplicarán los criterios de prelación que se establezcan en los Manuales de Prácticas de Mercado. Dichos criterios buscarán preservar la Confiabilidad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.

(E) Se considerará cualquier otra información necesaria para evaluar las solicitudes de salida.

(F) Entre los criterios para aprobar las solicitudes de salida se incluyen:

(I) el potencial de causar congestión;

(II) impactos sobre la capacidad de transferencia de los recursos del sistema o de las interconexiones;

(III) impactos sobre la Confiabilidad del sistema; y,

(IV) impactos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(G) Con base en esta información y criterios, el CENACE autorizará las solicitudes de salida que sean factibles.

(H) El CENACE podrá determinar y publicar los periodos y las regiones en donde no se deberán programar salidas.

6.6.3 Solicitudes extemporáneas

(a) El CENACE evaluará las solicitudes de salida que reciba después de las fechas límite correspondientes a la planeación de salidas en el mediano plazo y, en su caso, aprobará las solicitudes que sean factibles.

(b) En el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente se definirán los mecanismos y los plazos para la presentación de estas solicitudes ante el CENACE.

6.6.4 Modificaciones a salidas programadas

(a) El CENACE evaluará las solicitudes de modificación que reciba después de las fechas límites correspondientes a la planeación de salidas en el mediano plazo y, en su caso, aprobará las solicitudes que sean factibles.

(b) En el Código de Red y sus disposiciones operativas se definirán los mecanismos y los plazos para la presentación de estas solicitudes ante el CENACE.

6.6.5 Planeación de salidas en el corto plazo

(a) Inmediatamente antes de iniciar la salida de los equipos a que se refiere la Base 6.6.2(b), el Generador, la Entidad Responsable, el Transportista o el Distribuidor deberá solicitar una licencia al CENACE.

- (b) Existen dos tipos de licencias: licencias de salida programada y licencias salida de emergencia.
- (c) En el Código de Red y sus disposiciones operativas se definirán los mecanismos y los plazos para la presentación de estas solicitudes ante el CENACE.
- (d) Las solicitudes de licencias de salidas programadas se basarán en las características previamente confirmadas de la salida.
- (e) Las solicitudes de licencias de salidas de emergencia requerirán la presentación de la información completa asociada con una salida.
- (f) En todos los casos, la realización de los trabajos autorizados será responsabilidad del Generador, Entidad Responsable, Transportista o Distribuidor.
- (g) En el caso de Transportistas y Distribuidores, las salidas que otorga el CENACE se hacen sin perjuicio de las obligaciones que tengan los Transportistas y Distribuidores a fin de cumplir con criterios de prestación del servicio emitidos por la CRE.

6.6.6 Prórroga de salidas programadas

- (a) No se otorgarán extensiones o ampliaciones del plazo autorizado inicialmente para una licencia de salida programada.
 - (i) Si un Generador, representante de Recursos de Demanda Controlable Garantizada, Transportista o Distribuidor requiere continuar con su salida después de la fecha autorizada, deberá notificarlo anticipadamente al CENACE.
 - (ii) En consecuencia, deberá considerarse como una salida forzada, otorgándosele una licencia de salida de emergencia.
 - (iii) En el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente se establecerán los tiempos y los medios para las notificaciones.
- (b) El CENACE podrá cancelar o reprogramar una licencia de salida programada cuando sea necesario preservar o mantener la Confiabilidad del sistema.
 - (i) Los Participantes del Mercado a quienes se les haya cancelado una licencia de salida programada, serán compensados por cualquier costo verificable en el que hubieran incurrido como resultado de la cancelación, a través de una Garantía de Suficiencia de Ingresos incluida en las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Los criterios específicos para la determinación de la compensación de costos se determinarán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
 - (ii) Las solicitudes de compensaciones podrán ser verificadas por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
 - (iii) Cualquier controversia sobre las respuestas a las solicitudes de compensación de costos por cancelación de licencias de salidas programadas será resuelta conforme al procedimiento de solución de controversias previsto en las Bases del Mercado Eléctrico.

6.6.7 Gestión de Salidas Forzadas

(a) 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 una salida forzada, deberá notificarlo al CENACE. En este caso, el CENACE otorgará una licencia de emergencia.

(b) En el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente se establecerán los tiempos y los medios para las notificaciones.

(c) El CENACE verificará el estatus de las salidas forzadas.

(d) El CENACE deberá informar a la Unidad de Vigilancia del Mercado sobre la existencia de cualquier comportamiento que origine una salida forzada que no se ajuste a las prácticas operativas del sistema.

6.6.8 El CENACE mantendrá un registro de salidas y elaborará los informes correspondientes.

6.6.9 El CENACE recibirá las solicitudes de salida y de licencia, reportará el estatus de dichas solicitudes y permitirá la consulta del registro de salidas, mediante un sistema de gestión de salidas.

6.6.10 El CENACE hará públicas las salidas programadas y forzadas en los plazos definidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

BASE 7

Pequeños sistemas eléctricos

7.1.1 Los pequeños sistemas eléctricos se clasificarán en dos categorías:

(a) Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada; y,

(b) Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red.

7.1.2 El Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California y el Sistema Interconectado Baja California Sur no se considerarán pequeños sistemas eléctricos. Estos sistemas se denominarán grandes sistemas eléctricos.

7.1.3 El CENACE mantendrá y actualizará modelos de Flujos Óptimos de Potencia de forma separada para los siguientes sistemas eléctricos, hasta que se interconecten físicamente entre ellos o con sistemas vecinos:

(a) Sistema Interconectado Nacional;

(b) Sistema Interconectado Baja California;

(c) Sistema Interconectado Baja California Sur; y,

(d) Sistema Interconectado Mulegé.

7.1.4 Se podrán emitir Manuales de Prácticas de Mercado mediante los cuales se establecerán procedimientos para la operación de los sistemas eléctricos a que se refiere esta Base 7 de manera coordinada con sistemas eléctricos y mercados eléctricos distintos.

7.1.5 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.

7.1.6 El CENACE mantendrá de forma transitoria el control físico de la red de transmisión en el Sistema Interconectado Mulegé hasta que el Transportista o Distribuidor correspondiente cuente con la infraestructura y recursos humanos necesarios para realizar dicha actividad.

7.1.7 La formalización de las responsabilidades de control físico en el Sistema Interconectado Mulegé se realizará mediante un convenio entre el CENACE y el Transportista o Distribuidor, cuyo modelo deberá ser autorizado por la CRE.

7.1.8 En los pequeños sistemas eléctricos se aplicarán condiciones de excepción de las reglas (planeación, interconexión, conexión, operación y mercado) derivadas de la condición de aislamiento en la que operan estos sistemas, las cuales se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

7.1.9 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.

7.1.10 Los requerimientos de capacidad adicional para los pequeños sistemas eléctricos serán definidos de acuerdo a los Criterios de Confiabilidad que emita la CRE en el Código de Red y con base en el pronóstico de demanda que proporcione la Secretaría.

7.1.11 En la planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución de los pequeños sistemas eléctricos, se aplicará lo establecido en las Reglas del Mercado en relación con los procesos de interconexión y conexión, cumpliendo con los Criterios de Confiabilidad particulares para dichos sistemas.

7.1.12 La integración de nueva generación renovable en los pequeños sistemas eléctricos atenderá a los Criterios de Confiabilidad aplicables.

7.1.13 Se establece el siguiente esquema especial de Mercado Eléctrico Mayorista aplicable a los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Operación Simplificada:

(a) El CENACE despachará a los Generadores con base en sus curvas de operación, sin recibir ofertas diarias, considerando los programas de mantenimiento autorizados por el CENACE y la disponibilidad reportada 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.

(c) Los costos variables deberán incluir los costos de operación y mantenimiento. Los costos de los generadores, incluyendo variables, curvas de operación, de arranque y operación en vacío deberán ser aprobados por la Unidad de Vigilancia de Mercado.

(d) El precio de combustible utilizado corresponderá a los costos reales facturados, sujeto a la aprobación de la Unidad de Vigilancia de Mercado.

(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 el CENACE podrá realizar Subastas de Largo Plazo que consideren la capacidad necesaria para cubrir la demanda pronosticada.

(g) Se respetarán los Contratos de Interconexión Legados hasta en tanto sus titulares elijan celebrar un contrato respectivo con el CENACE en el marco de la Ley. En dado caso operarán bajo el esquema especial a que se refiere esta Base 7.1.13.

(h) El pronóstico de demanda para la ejecución del despacho lo realizará el CENACE.

7.1.14 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 Unidades de Central Eléctrica, y deberán celebrar el contrato de conexión o interconexión y el contrato de Participante del Mercado correspondiente.

7.1.15 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 las Bases del Mercado Eléctrico y en las Disposiciones

Operativas del Mercado.

7.1.16 Dentro de los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red los Generadores y Suministradores que representan a Unidades de Central Eléctrica 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.

7.1.17 Dentro de los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red, se observarán el Código de Red y sus disposiciones operativas que emite la CRE. Los demás criterios operativos, de seguridad y Confiabilidad que aseguren el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad adecuados, se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

BASE 8

Modelos utilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista

8.1 Modelo de la Red Física

8.1.1 Descripción y características

(a) El Modelo de la Red Física reside en el sistema EMS/SCADA del CENACE. Consiste en una base de datos donde se concentran los parámetros eléctricos de los elementos, así como la representación de los equipos de conexión (cuchillas/interruptores) que en su conjunto, representan al Sistema Eléctrico Nacional con una topología a nivel barra, interruptor y cuchilla.

(b) El Modelo de la Red Física incluye las restricciones y límites operativos de los elementos del sistema eléctrico, en específico, las capacidades de transmisión de los elementos, las características y limitaciones operativas de Unidades de Central Eléctrica, así como los rangos permitidos de voltajes nodales.

(c) Mediante la telemetría de tiempo real (mediciones de voltaje, flujos de potencia y estado operativo de los equipos de conexión) el Modelo de Red Física es procesado por el procesador de topología y el estimador de estado del sistema EMS/SCADA para obtener respectivamente su representación topológica a nivel nodo-rama y calcular su estado eléctrico (voltajes complejos y distribución de flujos de potencia por la red). El estado eléctrico es insumo para el resto de aplicaciones en línea de flujos de potencia, análisis de contingencias y estabilidad de la red, los cuales también forman parte del sistema EMS/SCADA y se utilizan para mantener la seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en la operación y control de tiempo real.

(d) El CENACE mantendrá actualizado el Modelo de la Red Física, el cual es uno de los principales insumos para realizar el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

(e) Asimismo, el CENACE preparará versiones futuras del Modelo de la Red Física con base en la evolución programada del Sistema Eléctrico Nacional, para su evaluación en periodos posteriores.

(f) 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 del:

- (i) Sistema Interconectado Nacional
- (ii) Sistema Interconectado Baja California
- (iii) Sistema Interconectado Baja California Sur
- (iv) Sistema Interconectado Mulegé

8.1.2 Supervisión de la seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

(a) El CENACE mantendrá actualizada la relación de contingencias que procesa la aplicación análisis de contingencias del EMS/SCADA, a fin de evaluar la seguridad operativa al identificar las contingencias (salidas de líneas de transmisión, transformadores y Unidades de Central Eléctrica)

que impacten significativamente la seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(b) El CENACE podrá incluir en la evaluación de la seguridad operativa, la relación de Contingencias Múltiples de elementos (en la Red Nacional de Transmisión y elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista: Salida simultánea de 2 líneas o 2 transformadores; en las Centrales Eléctricas: Salida de más de una unidad generadora por Central Eléctrica) si éstas han ocurrido simultáneamente en los 5 años previos de operación o en cumplimiento con los Criterios de Confiabilidad aplicables que en su caso emita la CRE.

(c) El CENACE mantendrá publicada en el Sistema de Información del Mercado la relación de las contingencias específicas consideradas en la evaluación de la seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(d) La aplicación del análisis de contingencias del EMS/SCADA del CENACE procesará en línea cada una de las Contingencias Sencillas y Contingencias Múltiples definidas, a fin de evaluar la habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para soportarlas y mantener condiciones de operación seguras.

(e) La aplicación del Despacho Económico con Restricciones de Seguridad procesará la información del estado eléctrico de la red, los límites de transmisión provenientes de la aplicación estimador de estado del EMS/SCADA y los límites calculados por las aplicaciones de evaluación de seguridad operativa en línea. A partir de lo anterior y la información incluida en el Modelo Comercial del Mercado, el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad calculará los puntos base óptimos que deben generar las Unidades de Central Eléctrica.

(f) Las restricciones operativas de la red se calculan a partir de contingencias definidas, que dan origen a límites de transmisión específicos en los diferentes enlaces interregionales de la Red Nacional de Transmisión.

8.1.3 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 (Unidades de Central Eléctrica, transformadores, líneas de transmisión, equipos de compensación de potencia reactiva) mediante un arreglo de interruptor.

(c) Cualquier terminal o parte de equipo eléctrico que corresponde a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista 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 que corresponde a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. 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 las pérdidas en la red entre el punto de interconexión y el NodoC.

(e) Los Centros de Carga Directamente Modelados, incluyendo a los Recursos de Demanda Controlable, están representados en el NodoC apropiado, independientemente de si están conectados directamente a infraestructura que corresponde a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. 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 las pérdidas en la red entre el NodoC y el punto de conexión.

(f) En un mismo NodoC puede conectarse uno o varios elementos de la red.

8.1.4 Actualizaciones al Modelo de la Red Física

(a) 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.

(b) 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.

(c) El CENACE identificará los proyectos que pueden entrar en servicio en los siguientes 180 a 210 días.

(d) 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) Equipos de compensación de potencia reactiva (reactores y capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, capacitores serie), dispositivos FACT (Sistemas Flexibles de Corriente Alterna) y líneas HVDC (Líneas de Corriente Directa en Alto Voltaje) 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 SCADA.

(x) Modificaciones a Esquemas de Protección de Sistema que sean relevantes para las operaciones de mercado.

8.1.5 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 entregar al CENACE, 60 días antes de la fecha de transición, la información técnica de los parámetros de la red en formato de Modelo de Red Física o los demás que se señalen en los Manuales de Prácticas de Mercado, así como la información requerida para los puntos de SCADA en el transcurso

de los seis meses previos a la fecha de transición. A los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores que no proporcionen la información que les sea requerida en el plazo correspondiente, se les excluirá de la posibilidad de interconectar sus instalaciones a la red o de representar esas instalaciones en el mercado, hasta la siguiente actualización del Modelo de la Red Física.

8.1.6 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) Las correcciones necesarias se realizarán durante el periodo de pruebas en un plazo no mayor a 5 días hábiles antes de la fecha de transición. El proceso de actualización del Modelo de la Red Física podrá incluir una prueba de simulación del Mercado del Día en Adelanto que involucre a los Participantes del Mercado con el objetivo de verificar la compatibilidad de los sistemas del CENACE. 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.

(c) 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.

(d) A más tardar en la fecha de transición, el CENACE publicará el nuevo Modelo de la Red Física en su representación topológica nodo-rama.

(e) 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.

8.2 Modelo Comercial de Mercado

8.2.1 Para integrar el Modelo Comercial de Mercado, el Modelo de la Red Física representado con la topología a nivel nodo-rama se complementa con la información necesaria para las siguientes aplicaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo:

- (a) Representación de Unidades de Central Eléctrica Agregadas.
- (b) Representación de Recursos de Demanda Controlable Agregados.
- (c) Representación de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga distribuidos.
- (d) Representación de puntos de programación de importaciones y exportaciones.
- (e) Información necesaria para llevar a cabo funciones del Mercado Eléctrico Mayorista que no están incluidas en el Modelo de la Red Física, tales como:
 - (i) Parámetros de oferta de recursos.
 - (ii) Definiciones y requisitos de las zonas de Servicios Conexos.
 - (iii) Definiciones y límites de enlaces interregionales de transmisión (corredores).
 - (iv) Vectores de distribución de ejes de intercambio (trading hubs).
 - (v) Vectores de Distribución de Carga.
 - (vi) Vectores de Distribución de generación.
 - (vii) NodosP Agregados y NodosP Distribuidos.

8.2.2 Nodos de Fijación de Precios (NodosP)

(a) Un nodo de fijación de precios (NodoP) es un NodoC individual o un conjunto de NodosC en el que se representa una inyección o un retiro físico de energía eléctrica y donde se establece un Precio Marginal Local para propósitos de liquidaciones financieras.

(b) Un conjunto de NodosC para los cuales se asuma que existen valores de impedancia cero entre ellos, pueden ser representados en su conjunto como un solo NodoP.

8.3 Modelo Comercial de Facturación

8.3.1 El Modelo Comercial de Facturación complementará al Modelo Comercial de Mercado con la adición de Centrales Eléctricas de generación Indirectamente Modeladas y Centros de Carga Indirectamente Modelados, los cuales no se incluyen individualmente en el Modelo de la Red Física.

8.3.2 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.

8.3.3 Para llevar a cabo esta ubicación el Modelo Comercial de Facturación incluirá:

(a) La relación entre los Centros de Carga Indirectamente Modelados y los NodosP Distribuidos que correspondan.

(b) La relación entre las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas y los NodosP Distribuidos que correspondan.

(c) Curvas de carga que permiten estimar el consumo por intervalo de los Centros de Carga que no cuenten con medición por intervalo.

(d) Curvas de generación que permiten estimar la generación por intervalo de las Centrales Eléctricas que no cuenten con medición por intervalo.

8.3.4 Con base en el Modelo Comercial de Facturación se realizarán todos los cálculos relacionados con la facturación, incluyendo el pago y cobro de garantías de suficiencia de ingresos, la aplicación de penalizaciones, y los demás cobros contemplados en el Manual de Prácticas de Mercado en materia de facturación.

8.3.5 Nodos de Facturación (NodosF)

(a) Nodos de Facturación (NodoF). El NodoF representa el punto físico de interconexión de cada Unidad de 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.

8.3.6 Ejes de Intercambio (Trading Hubs)

(a) Los ejes de intercambio son una agregación de 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 de Energía de Corto Plazo serán para las ofertas 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.

8.4 Modelado de elementos específicos

8.4.1 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.

(b) Los Vectores de Distribución de Carga serán calculados por el CENACE. La definición de las zonas de carga y las características del cálculo de los Vectores de Distribución de Carga serán descritas en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(c) Los Vectores de Distribución de Carga también incluyen las pérdidas de energía entre los Centros de Carga Indirectamente Modelados y los NodosP que representan las zonas de carga, 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 que corresponden esos Centros de Carga.

(i) De acuerdo con el artículo 140, fracción II de la Ley, la CRE determinará los estándares para el cálculo de niveles de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas representativos de una operación eficiente de las redes. Las pérdidas reales que correspondan a una operación eficiente deberán ser pagadas por las Entidades Responsables de Carga a través del Mercado Eléctrico Mayorista, a menos que la CRE determine que sean cobradas a los Transportistas y Distribuidores a fin de incorporarlas en las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

(ii) Para efectos de lo anterior, la CRE determinará o aprobará la metodología para el cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas reales en las Redes Generales de Distribución que correspondan a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

(iii) El CENACE integrará un reporte periódico con los resultados del cálculo de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas observadas en cada zona de carga, basado en las mediciones de energía registradas por los Transportistas, Distribuidores y Entidades Responsables de Carga.

(iv) El cálculo de las pérdidas técnicas incluirá el desglose de la porción de pérdidas no asignadas a las Entidades Responsables de Carga (expresadas como un porcentaje de la carga total de la zona), con la finalidad de identificar, entre otros conceptos, las diferencias entre el desempeño esperado y el desempeño real de los Distribuidores.

(v) Las características del cálculo de pérdidas técnicas serán descritas en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(d) Las Entidades Responsables de Carga presentarán, para cada hora, sus ofertas de compra de energía al Mercado del Día en Adelanto. Las ofertas realizadas por zona de carga incluirán todo Centro de Carga Indirectamente Modelado que representan.

(e) El CENACE convertirá las ofertas de compra de energía zonales en carga esperada por NodoP para los propósitos del Mercado del Día en Adelanto, usando el Vector de Distribución de Carga correspondiente.

(f) Sólo 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.

(g) 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 de Energía de Corto Plazo.

(h) 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.

(i) Los Centros de Carga Directamente Modelados serán representados en NodosP específicos.

(j) Las pérdidas en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán

consideradas en la facturación en los siguientes términos:

(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 en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista 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 conexión (NodoF), el CENACE ajustará la cantidad de retiros de carga en el NodoP para tomar en cuenta las pérdidas técnicas en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE.

(iii) Las pérdidas no técnicas en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista asignadas a las Entidades Responsables de Carga por la CRE se cargarán a todas las Entidades Responsables de Carga y se incluirán en las cantidades de retiros asignados tanto a los Centros de Carga Indirectamente Modelados como a los Centros de Carga Directamente Modelados.

(iv) Las pérdidas en las redes que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista que difieran de los valores asignados 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.

8.4.2 Modelado de Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas

(a) Los Vectores de Distribución de Generación reflejan la distribución promedio de la producción de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas que se tiene diseminada en una zona de carga. Un Vector de Distribución de Generación se representa mediante un NodoP Distribuido.

(b) Los Vectores de Distribución de Generación podrán ser diferentes de los Vectores de Distribución de Carga en cada zona, si las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas tienen una distribución diferente que la carga.

(c) Los otros cálculos para las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas son equivalentes al modelado de carga.

8.4.3 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) Asimismo, los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán los requisitos y procedimientos para que las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW que tengan el mismo representante se consideren Central Eléctrica Agregada a fin de que, cumpliendo los requisitos aplicables, que incluyen el modelo de la red física asociada a la Central Eléctrica y la telemetría requerida en tiempo real, dicha Central sea Directamente Modelada.

(c) Las Centrales Eléctricas agregadas utilizan un solo NodoP para propósitos de modelado, aun cuando la Central Eléctrica tenga múltiples unidades interconectadas en diferentes NodosC.

(d) Si las características del sistema no permiten la definición de un NodoP Elemental para los múltiples NodosC asociados con la Central Eléctrica (por ejemplo, si las Unidades de Central Eléctrica agregada están conectadas en diferentes niveles de tensión o en diferentes ubicaciones), el CENACE modelará esta Central Eléctrica mediante un NodoP Agregado para el cual se calculará un Vector de Distribución de la Generación basado en el desempeño histórico de las diferentes Unidades de Central Eléctrica Agregada.

(e) La Central Eléctrica Agregada presentará ofertas para la Central en el NodoP Agregado que le corresponda. El CENACE utilizará el Vector de Distribución de Generación para representar esa oferta en los NodosP del Modelo Comercial de Mercado.

8.4.4 Modelado de Importación y Exportación

(a) Un NodoP será creado para todos los Puntos de Entrega/Puntos de Recepción de importaciones y exportaciones. Estará basado en:

(i) Si la línea de transmisión transnacional no es parte del Sistema Eléctrico Nacional, se creará un NodoC para el bus de red en el territorio nacional al cual la línea está conectada.

(ii) Si la línea de transmisión transnacional es parte del Sistema Eléctrico Nacional, se creará un NodoC para el bus de red en el territorio extranjero al cual la línea está conectada.

(iii) En ambos casos, deberá representarse una inyección de potencia ya sea de exportación o importación, dependiendo de la transacción definida.

BASE 9

Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo

9.1 Disposiciones Generales

9.1.1 El CENACE conducirá un Mercado del Día en Adelanto, cuyo sistema de recepción de ofertas cerrará el día anterior al Día de Operación y un Mercado de Tiempo Real cuyo sistema de recepción de ofertas cerrará antes de cada Hora de Operación, en los periodos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Además, el CENACE ejecutará los procesos de Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, 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 del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se complementarán por un Mercado de una Hora en Adelanto.

9.1.2 La presentación 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.

9.1.3 Todas las ofertas de los Participantes del Mercado deberán realizarse individualmente para cada hora del Día de Operación.

9.1.4 Las instrucciones de despacho comunicadas por el CENACE a los Participantes de Mercado serán registradas mediante la aplicación de Registro de Instrucciones de Despacho (RID).

9.1.5 Las ofertas, instrucciones y liquidaciones de las Centrales Eléctricas que no se consideren Abasto Aislado se realizarán en términos de la energía neta inyectada o retirada al Sistema Eléctrico Nacional. Para efectos de lo anterior:

(a) Todas las ofertas de los Generadores se harán en términos de energía neta inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por lo que se debe restar la energía dedicada a usos propios dentro de las Centrales Eléctricas.

(b) Los pronósticos de demanda realizadas por el CENACE no considerarán que los usos propios dentro de las Centrales Eléctricas formen parte de la demanda.

(c) Los modelos matemáticos del MDA y MTR obtendrán soluciones en términos de energía neta inyectada y retirada.

(d) Las instrucciones de despacho que se publiquen en el Sistema de Instrucciones de Despacho (RID) y que se envíen a los sistemas EMS/SCADA se emitirán en términos de energía neta. Dichos valores se podrían convertir a valores a términos de energía bruta, utilizando para la transformación un factor de usos propios para cada Unidad.

(e) Las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se realizarán en términos de energía neta.

9.1.6 Ofertas por omisión y ofertas de participantes

(a) Los Generadores podrán presentar ofertas de venta para cada una de las Unidades de Central Eléctrica que representen. Asimismo, los Generadores podrán registrar los parámetros de referencia de costos de producción de cada unidad, sujeto a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(b) En caso de que el Generador no registre estos parámetros o no cumpla las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE estimará los parámetros con base en la tecnología de

cada unidad. Los sistemas del Mercado Eléctrico Mayorista calcularán 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.

9.1.7 Herramientas auxiliares del mercado

(a) El siguiente software permitirá al CENACE la gestión del mercado de energía y la interacción con los Participantes del Mercado. Todas las siguientes herramientas se consideran parte del Sistema de Información del Mercado.

(i) 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 ofertas de venta, así como ofertas de compra y ofertas de venta virtuales.

(ii) Software de Programación Física (SPFis). Permite procesar las Transacciones de Importación y Exportación que entran o salen del Sistema Eléctrico Nacional. 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. Los Participantes del Mercado utilizarán una Etiqueta Electrónica para presentar Transacciones de Importación y Exportación una vez que dicho programa haya sido aceptado en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de una Hora en Adelanto. La programación en el software de programación física tiene dos funciones:

(A) Comunicar a los operadores del CENACE los resultados de mercado a través de los cuales se otorga una posición de importación o exportación, a fin de que puedan aceptar la implementación de las etiquetas electrónicas correspondientes; y,

(B) Comunicar al sistema de liquidaciones del CENACE cuáles Etiquetas Electrónicas fueron implementadas, a fin de que se reflejen en los estados de cuenta de los Participantes del Mercado correspondientes.

Los Participantes del Mercado podrán ver todas las programaciones que ingresaron al software de programación física.

(iii) Software de Programación Financiera (SPFin). Esta aplicación permite a los Participantes del Mercado crear Transacciones Bilaterales Financieras y Transacciones Bilaterales de Potencia. El software de programación financiera provee a los Participantes del Mercado de un portal web para programar Transacciones Bilaterales Financieras y Transacciones Bilaterales de Potencia y recibir notificación de programaciones pendientes de aprobación.

(iv) Los demás sistemas requeridos para cumplir los criterios aplicables en materia de Redes Eléctricas Inteligentes.

9.1.8 Despacho económico

(a) El despacho económico buscará maximizar el excedente económico total esperado sujeto a:

(i) Balancear inyecciones y retiros de energía eléctrica en cada NodoP incluyendo la generación, la demanda y las transferencias de energía eléctrica entre NodosP, o bien, balancear inyecciones y retiros en cada sistema interconectado sujeto a una restricción de que las transferencias de energía eléctrica entre NodosP corresponda

a las inyecciones y retiros de generación y demanda en cada NodoP.

(ii) Cumplir con los requisitos de Reservas de Regulación Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias.

(b) La energía eléctrica y las Reservas (de Regulación Secundaria, Rodantes, Operativas y Suplementarias) se co-optimizarán.

(i) Las restricciones de energía eléctrica y reservas se encajarán de forma que el precio del mercado por un producto de menor calidad (por ejemplo, las reservas operativas) no sea mayor al precio por un producto de mayor calidad (como las Reservas Rodantes).

(ii) Las restricciones de reservas serán zonales. Las zonas de reservas no se podrán definir de forma que las distintas Unidades de Central Eléctrica de una Central Eléctrica Agregada se asignen a diferentes zonas.

(iii) Se aplicarán curvas de demanda de reservas de tal forma que el costo de producción considerado en el problema de optimización incluirá un costo de penalidad por operar con un nivel de reservas cerca al mínimo requerido, el cual se incrementa en la medida que ese margen se reduzca.

(c) El CENACE asignará las reservas reactivas y la potencia reactiva considerando las características físicas de la Red Eléctrica y para mantener los voltajes nodales dentro de rangos operativos seguros con base a los Criterios de Confiabilidad. Estas asignaciones se tomarán como insumo para cada optimización del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real.

(d) El CENACE emitirá instrucciones de despacho que sean técnica y operacionalmente viables a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable, 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.

(iv) Respetar las restricciones de transmisión:

(A) Se aplicarán restricciones graduales en el modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, de forma que el modelo asuma un precio de penalidad por operar cada línea cerca a su límite. Dicho precio se incrementa en la medida que el flujo se acerque al límite.

(B) El CENACE, conforme a los Manuales de Prácticas de 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.

(v) Mantener los niveles de voltaje y los demás criterios de operación.

(vi) Mantener el intercambio programado con los sistemas eléctricos transfronterizos y colindantes al Sistema Eléctrico Nacional.

(e) El despacho económico permitirá la relajación de las restricciones a que se refieren los incisos (a) y (d) que anteceden cuando se requiera para asegurar la existencia de una solución factible, mediante la aplicación de factores de penalidad, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(f) 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 Reglas del Mercado y el Código de Red. 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.

(g) De acuerdo con los Lineamientos para CEL, el CENACE reportará a la CRE cualquier caso en el que una Central Eléctrica limpia haya generado energía eléctrica en violación

de las instrucciones de despacho emitidas por el CENACE. No se otorgarán CEL por la energía eléctrica generada durante el tiempo de violación de dichas instrucciones.

(h) El CENACE podrá remover la asignación a unidades con estatus de operación obligada si esto fuese necesario para mantener la Confiabilidad.

(i) 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 entregará ofertas al CENACE. No obstante, los titulares de Contratos de Interconexión Legados estarán sujetos a las condiciones de sus 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).

9.1.9 Precios Marginales Locales

(a) El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de la energía en cada NodoP y 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 Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas totales y Reservas Suplementarias en cada zona de reservas.

(c) En el mercado de PRIMERA ETAPA, los precios marginales del Mercado de Energía de Corto Plazo serán el menor entre el precio que resulta del programa de despacho en dichos mercados y un precio tope. Para tal efecto, durante los años 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 interconectado correspondiente. A partir de enero de 2018, dicho costo de producción se multiplicará por un factor de 110%, incrementándose a 120% en febrero de 2018 y 10% adicional por cada mes transcurrido hasta la entrada del mercado de SEGUNDA ETAPA, sin que el precio tope rebase el valor de demanda no suministrada.

(d) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, cada uno de los programas de despacho del Mercado de Energía de Corto Plazo se correrán dos veces: una corrida de despacho y una corrida de precios para cada uno de los mercados. Ambas corridas tendrán 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 curvas de demandas de reservas y precios de penalidad por la relajación de restricciones con precios más altos que la corrida de precios.

(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 un precio tope absoluto; los precios máximos serán función de los precios de penalidad.

(e) Los Precios Marginales Locales se calcularán en cada NodoP; los nodos que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista pueden incluir elementos que se consideran parte del sistema de distribución para efectos operativos y de contabilidad. Los precios de los Servicios Conexos incluidos en el mercado se calcularán para cada zona de reservas.

(f) Como resultado de la optimización, cuando las restricciones estén activas en el despacho para una o más categorías de reservas, los Precios Marginales Locales incluirán el costo marginal de las reservas en la zona correspondiente.

(g) Como resultado de la optimización, si más de una restricción de reservas esté activa en el mismo despacho, 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 aquéllas que deben ser despachadas manualmente (sin capacidad de Control Automático de Generación).

9.1.10 Plazos de Programación. Las ofertas de los Participantes del Mercado para el Mercado de Energía de Corto Plazo, así como la publicación de los precios horarios, la emisión de las instrucciones de arranque del CENACE para el Día de Operación y la presentación de las Etiquetas Electrónicas correspondientes al programa de importación/exportación para el Día de Operación se ceñirán a los horarios establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

9.2 Aspectos generales de las ofertas de venta

9.2.1 Las ofertas de venta serán presentadas por los representantes de las Unidades de Central Eléctrica con la finalidad de vender energía y Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

9.2.2 Las ofertas de venta únicamente pueden ser presentadas en el nodo de registro de una Unidad de Central Eléctrica, y deben ser consistentes con las capacidades registradas de dicha unidad.

9.2.3 Parámetros de las ofertas de venta

(a) Estatus de la asignación de la oferta de la Unidad de Central Eléctrica. Los tres estatus de asignación son:

(i) No disponible. No disponible para consideración en la asignación de unidades o en el despacho.

(ii) Económica. Disponible para la asignación y despacho por el CENACE.

(iii) Operación obligada (autoasignación). Asignada a petición del Generador y disponible para despacho. Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán los tiempos mínimos de antelación con que el Generador debe notificar al CENACE del uso de este estatus de asignación. Asimismo, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá prohibir el uso del estatus de operación obligada para una Unidad de Central Eléctrica. En esta determinación:

(A) El estatus de operación obligada se refiere exclusivamente a los casos en que el Generador desea que su Unidad de Central Eléctrica se asigne para la operación. Las determinaciones del CENACE de que la asignación y despacho fuera de mérito de una Unidad de Central Eléctrica se requiera para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional son un caso distinto y no corresponden al estatus de operación obligada.

(B) La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en consideración la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

(C) La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en cuenta estipulaciones "toma o paga" de los contratos de suministro de combustible u otras restricciones que requieren la operación de una Central Eléctrica, considerando que, en lugar del estatus de operación obligada, 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.

(D) La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en cuenta las siguientes razones para que una Unidad de 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 justificados, riesgos de seguridad a poblaciones afectadas por avenidas, lluvias o inundaciones o la incapacidad probable para volver a arrancar la Unidad de Central Eléctrica.

(b) Límites de despacho. Los representantes de Unidades de Central Eléctrica podrán presentar dos conjuntos de límites de despacho: límites de despacho económico (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 sólo se activarán cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia o estado operativo de restauración.

(c) Oferta económica. La oferta económica se presentará en cuatro partes:

(i) Oferta de arranque. Representa el costo incurrido en iniciar la operación de la Unidad de Central Eléctrica y sincronizarla al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de una condición fuera de línea. En el mercado de SEGUNDA ETAPA se permitirán diferentes ofertas para arranque en frío, arranque tibio y arranque caliente. En caso de usar diferentes ofertas de arranque, la oferta deberá indicar los tiempos de transición de la Unidad de Central Eléctrica, es decir el tiempo después de su salida de operación en el cual se aplica cada tipo de arranque.

(ii) Oferta de operación en vacío. Esta oferta corresponde al valor de la curva de costos de una Unidad de Central Eléctrica en un nivel de producción de cero, no obstante, no indica que la Unidad de Central Eléctrica tenga la posibilidad de operar en un nivel de producción de cero. Cuando una Unidad de Central Eléctrica tenga un límite mínimo de despacho que sea mayor a cero, la oferta para operar en dicho nivel de producción será la suma de la oferta de operación en vacío más las ofertas incrementales hasta ese nivel de producción.

(iii) Oferta incremental. Costo de energía producida en cada hora. Esta oferta corresponde al costo marginal de cada MW de producción, sostenido durante una hora. Se puede expresar en costos unitarios por segmentos por rango de producción. Estas ofertas no pueden ser decrecientes en ningún segmento. Las ofertas incrementales deberán definirse sobre un rango desde cero hasta cuando menos el límite máximo de despacho de emergencia de la Unidad de Central Eléctrica.

(iv) Oferta de disponibilidad de reservas. Costo por MW hora por tipo de reservas en cada hora. Esta oferta se calculará de manera tal que el Generador pueda recuperar los costos variables que no se reflejen en las ofertas de arranque, operación en vacío, energía incremental o cualquier otro en caso de proveer reservas, tomando en cuenta que dichas reservas sólo serán despachadas en una porción de las horas en las que se realiza un pago por disponibilidad.

(d) Límite en la energía total diaria. Representa la cantidad máxima de energía (en MWh) que una Unidad de Central Eléctrica o un conjunto de Unidades de Central Eléctrica representadas por un mismo Participante del Mercado podrá generar en un Día Operativo. Dichos límites sólo se utilizarán en el Mercado del Día en Adelanto.

(e) Capacidad de rampa. Representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico de la Unidad de Central Eléctrica. Dichas capacidades se podrán definir por separado para la subir y para bajar.

(f) Tiempos de notificación. Representan el tiempo 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. En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán especificar diferentes tiempos de notificación para el arranque en frío, arranque tibio y arranque caliente.

(g) Tiempo de arranque. Representa el tiempo 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.

(h) Tiempo mínimo de operación. Representa el número mínimo de horas de operación en un límite mínimo de despacho o por encima de éste que, una vez que se libere para despacho por el CENACE, la Unidad de Central Eléctrica requiere para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones.

(i) Tiempo mínimo de paro. Representa el número mínimo de horas que, una vez completada su salida de operación, una Unidad de Central Eléctrica requiere permanecer fuera de línea para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones.

9.2.4 Pruebas de Generación. Para realizar Pruebas de Generación, el Generador deberá utilizar el estatus de asignación obligada y ofrecer límites de despacho económico con máximo igual al

mínimo, en el nivel de producción asociado con las pruebas. En la liquidación de la energía producida por Pruebas de Generación, el Generador recibirá el valor real de la energía entregada. Los requisitos adicionales para la programación de Pruebas de Generación, así como las características especiales aplicables a la liquidación de esta generación se establecerán en los Manuales de Prácticas del Mercado.

9.2.5 Recursos de ciclo combinado. Cada paquete de ciclo combinado deberá ofrecerse como una sola Unidad de Central Eléctrica Agregada. Las ofertas para dicha Unidad de Central Eléctrica Agregada deberán abarcar todas las configuraciones factibles del paquete de ciclo combinado respectivo.

(a) Se requieren los siguientes parámetros adicionales de la oferta:

(i) Parámetros de las ofertas individuales para todas las configuraciones de operación.

(ii) Identificación de transiciones viables entre configuraciones.

(iii) Especificación de costos y tiempos para todas las transiciones viables entre configuraciones.

(b) Para efectos de ofertas y despacho, las Centrales Eléctricas de ciclo combinado se deben asociar a un solo NodoP Agregado por cada configuración de operación. Para efectos de liquidaciones, las Unidades de Central Eléctrica se pagarán con base en los Precios Marginales Locales individuales de los NodosP Elementales que representan los puntos de interconexión de cada Unidad de la Central Eléctrica.

9.2.6 Recursos compuestos. Para efectos de ofertas y despacho, los recursos compuestos serán asociados a un solo NodoP Agregado. Para efectos de liquidaciones, las Unidades de Central

Eléctrica se pagarán con base en los Precios Marginales Locales individuales de los NodosP Elementales que representan los puntos de interconexión de cada Unidad de Central Eléctrica.

9.2.7 Recursos menores a 0.5 MW. Las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW serán Indirectamente Modeladas en el Modelo de la Red Física, excepto cuando su representante solicite que sean Directamente Modeladas y cumple los requisitos aplicables del modelo de la red física asociada y la telemetría de tiempo real, o bien, cuando el CENACE determine que se requiere modelarlas directamente para contribuir a preservar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Los representantes de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas deberán realizar ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo basadas en programas fijos de generación. Los representantes de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas no podrán realizar ofertas económicas en el Mercado de Energía de Corto Plazo por lo que las Centrales Eléctricas que representan serán tomadores de precios al Precio Marginal Local correspondiente en cada mercado.

9.2.8 Recursos sin telemetría. Todas las Centrales Eléctricas mayores a 0.5 MW y todas las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW que sean Directamente Modeladas deben contar con telemetría en tiempo real disponible para el CENACE. Las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW que sean Indirectamente Modeladas no requieren telemetría en tiempo real y no recibirán instrucciones de despacho en el Mercado de Tiempo Real.

9.2.9 Recursos no despachables. El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad considerará 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 mediante el Registro de Instrucciones de Despacho, iguales a la energía entregada en el intervalo previo, o cuando se encuentren disponibles, iguales a sus pronósticos actualizados en tiempo real 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 del sistema.

9.2.10 Recursos intermitentes despachables. Los recursos intermitentes se podrán registrar como despachables si tienen capacidad de despacho. En este caso deberán contar con la capacidad de recibir y enviar información al Registro de Instrucciones de Despacho, y con sistemas de comunicación que permitan informar al CENACE sobre su capacidad disponible en tiempo real.

9.2.11 Recursos de emergencia. Los Recursos o segmentos de capacidad entre el límite normal y el límite de emergencia que ofrecen, se utilizarán cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia o estado operativo de restauración.

9.2.12 Recursos de Soporte del Sistema. Los Recursos de Soporte del Sistema se sujetarán a las siguientes reglas:

(a) Antes del Día de Operación, el CENACE notificará a los representantes de los 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 Recurso de Soporte del Sistema.

(b) 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.

(c) Cuando el CENACE requiera la operación de un Recurso de Soporte del Sistema, su representante podrá ofrecer energía eléctrica y Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo, siempre y cuando esto no ponga en riesgo la capacidad del Recurso de Soporte del Sistema para proporcionar la potencia reactiva y el control de voltaje requeridos por el CENACE.

(d) La compensación y liquidación de los representantes 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.

(e) La compensación y liquidación de los representantes de Recursos de Soporte del Sistema que operan como Unidad de Central Eléctrica se realizará a través de la Garantía de Suficiencia de Ingresos que corresponde a la asignación de generación.

(f) Cuando una Unidad de Central Eléctrica se asigne bajo criterios económicos, el CENACE podrá despacharla para producir o absorber potencia reactiva sin que la unidad se considere Recurso de Soporte del Sistema. No obstante, cuando el despacho de potencia reactiva reduzca la capacidad de la Unidad de Central Eléctrica para producir energía eléctrica, se le pagará una Garantía de Suficiencia de Ingresos que corresponde al despacho de generación.

(g) 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. El CENACE hará pública la lista completa de Recursos de Soporte del Sistema.

(h) La Unidad de Vigilancia del Mercado vigilará el uso eficiente de los Recursos de Soporte del Sistema.

9.3 Aspectos generales de las ofertas de compra

9.3.1 Ofertas de compra en el Mercado del Día en Adelanto

(a) Las Entidades Responsables de Carga podrán presentar ofertas de compra para los Centros de Carga que representan en el Mercado del Día en Adelanto. Dichas ofertas 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 Día de Operación.

(b) Las Entidades Responsables de Carga presentarán ofertas de compra en la ubicación que corresponde a los Centros de Carga:

(i) Para Centros de Carga Directamente Modelados, la Entidad Responsable de Carga presentará una oferta de compra por cada NodoP.

(ii) Para Centros de Carga Indirectamente Modelados, la Entidad Responsable de Carga presentará una oferta de compra 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 del despacho.

(B) El CENACE considerará las ofertas de compra por zona de carga a ser recibida en los NodosP Distribuidos para efectos de liquidación.

(c) Las Entidades Responsables de Carga podrán presentar dos tipos de ofertas de compra en el Mercado del Día en Adelanto:

(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 el NodoP que corresponde a su ubicación. La siguiente información se presentará para las ofertas de compra fijas:

(A) cantidad de MW; y,

(B) ubicación (zona de carga o NodoP) en la que se desea realizar la compra.

(ii) Ofertas de compra sensibles al precio: En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Entidades Responsables de Carga podrán expresar su intención de comprar energía a precios específicos sometiendo ofertas de compra sensibles al precio. Para las ofertas de compra sensibles al precio se deberá presentar la siguiente información:

(A) Cantidad-Precio: (\$/MWh por hora) que represente el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por los MWh de demanda que desee por cada hora. 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) Límite mínimo en la energía total diaria: Representa la cantidad mínima de energía (en MWh) que un Centro de Carga o un conjunto de Centros de Carga representados por una misma Entidad Responsable de Carga deberá comprar en un Día Operativo. Dichos límites sólo se utilizarán en el Mercado del Día en Adelanto.

(C) Capacidad de rampa: Representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico del Recurso de Demanda Controlable. Dichas capacidades se podrán definir en función del punto inicial de operación. Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados deberán tener la capacidad de rampa suficiente para reducir la totalidad de la demanda garantizada en un periodo de 30 minutos o menos.

(D) Tiempos de notificación: Representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de despacho se recibe del CENACE y el momento en que el Recurso de Demanda Controlable realizará el ajuste solicitado. Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados deberán tener un tiempo de notificación no mayor a 30 minutos.

(E) Ubicación (zona de carga o NodoP) en la que se produce la compra.

9.3.2 Ofertas de Compra en el Mercado de Tiempo Real

(a) Los Recursos de Demanda Controlable son Centros de Carga que tienen la capacidad de responder a las instrucciones para disminuir su consumo de energía eléctrica en tiempo real. Estos recursos se ofrecerán por la Entidad Responsable de Carga que representa el Centro de Carga, a través de las ofertas de compra en el Mercado de Tiempo Real, en la SEGUNDA ETAPA del

mercado. Si un Recurso de Demanda Controlable es Directamente Modelado, deberá contar con telemetría que reporte al CENACE la cantidad de energía eléctrica consumida en tiempo real. Los Recursos de Demanda Controlable no participarán en el despacho económico en la PRIMERA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista; sin embargo, las Entidades Responsables de Carga podrán responder a los precios esperados del mercado mediante ajustes propios en su nivel de consumo.

(b) Los Centros de Carga que no se consideren Recursos de Demanda Controlable no deben realizar ofertas en el Mercado de Tiempo Real. El CENACE despachará las Centrales Eléctricas y recursos de demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional a fin de atender toda la demanda que se presente en estos Centros de Carga, aunque la demanda real sea diferente a la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto. Las diferencias entre la demanda real y las asignaciones del Mercado del Día en Adelanto se liquidarán al precio del Mercado de Tiempo Real. Esta disposición es aplicable cuando las ofertas de compra en el Mercado del Día en Adelanto hayan sido ofertas fijas y cuando hayan sido ofertas de compra sensibles al precio.

(c) Las Entidades Responsables de Carga que representan a los Recursos de Demanda Controlable podrán realizar ofertas de compra sensibles al precio en el Mercado de

Tiempo Real, con los mismos componentes que se requieren para las ofertas de compra sensibles al precio en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad máxima presentada en las ofertas se considerará la cantidad de consumo base, que corresponde a su consumo esperado sin reducciones. El CENACE enviará instrucciones de despacho en tiempo real para los Centros de Carga respectivos. Al respecto, aplicarán las siguientes consideraciones:

(i) Cuando el CENACE despache los Recursos de Demanda Controlable en la cantidad de consumo base, no aplicarán cargos por desviaciones entre el consumo real y las instrucciones de despacho.

(ii) Cuando el CENACE instruya un nivel de consumo diferente al consumo base, los Recursos de Demanda Controlable incurrirán en cargos por desviaciones ante dichas instrucciones, en los términos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(d) Los Recursos de Demanda Controlable que no presenten ofertas de compra sensibles al precio en el Mercado de Tiempo Real se despacharán en los mismos términos que los Centros de Carga que no se consideran Recursos de Demanda Controlable.

(e) Cuando un Suministrador haya celebrado Contratos de Cobertura Eléctrica que obligan a otros Participantes del Mercado a atender un porcentaje de carga:

(i) los Suministradores y otros Participantes del Mercado podrán informar al CENACE de las Transacciones Bilaterales Financieras referenciadas que transfieren la obligación a otro Participante del Mercado; y,

(ii) estos Participantes del Mercado podrán realizar las ofertas de compra que corresponden a los porcentajes de la carga que tengan la obligación de cubrir, aun cuando estos Participantes del Mercado no se consideren Entidades Responsables de Carga. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán los términos en que esto se llevará a cabo.

(f) Las ofertas de Recursos de Demanda Controlable deberán presentarse por la Entidad Responsable de Carga que representa a dicho recurso.

9.4 Ofertas virtuales

9.4.1 Las ofertas virtuales sólo se permitirán en el mercado de SEGUNDA ETAPA. Previo al inicio de operaciones de ofertas virtuales, se requerirá la validación por parte la Unidad de Vigilancia del Mercado, a efectos de que dichos instrumentos sean compatibles con la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

9.4.2 Las ofertas virtuales incluyen un precio al cual los Participantes del Mercado manifestarán su intención de vender o comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto. La posición tomada en el Mercado del Día en Adelanto se liquidará automáticamente en el Mercado de Tiempo Real mediante una transacción equivalente en el sentido contrario. Las ofertas virtuales son financieras porque no requieren la inyección o retiro físico de energía.

9.4.3 Las ofertas virtuales serán utilizadas generalmente por los Participantes del Mercado con el objetivo de mitigar cambios en el Precio Marginal Local entre el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.

9.4.4 Existen dos tipos de ofertas virtuales:

(a) Oferta virtual de venta. Es una oferta para vender energía en el Mercado del Día en Adelanto que no representa una intención de generar o consumir energía en el Mercado de Tiempo Real. Para efectos de realizar dicha oferta, los Participantes del Mercado presentarán la siguiente información:

(i) Cantidad-Precio: (\$/MWh por hora) que represente el precio mínimo que el Participante del Mercado está dispuesto a recibir por la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto, y que se podrá expresar en segmentos. Las ofertas de precio mínimo no pueden ser decrecientes en ningún segmento. La cantidad está sujeta a los límites de crédito y a los límites de cantidad establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(ii) Ubicación (NodoP o eje de intercambio).

(b) Oferta virtual de compra. Es una oferta para comprar energía en el Mercado del Día en

Adelanto que no representa una intención de consumir o generar energía en el Mercado de Tiempo Real. Para efectos de realizar dicha oferta, el Participante del Mercado presentará la siguiente información:

(i) Cantidad-Precio: (\$/MWh por hora) representando el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto, y que se podrá expresar en segmentos. Las ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento. La cantidad está sujeta a límites de crédito y límites de cantidad establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(ii) Ubicación (NodoP o eje de intercambio).

9.5 Ofertas de las Unidades de Central Eléctrica

9.5.1 Todos los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, excepto aquéllas incluidas en Contratos de Interconexión Legados, deberán presentar ofertas basadas en costos, incluyendo costo de arranque, costo de operación en vacío y costo de energía incremental para el Mercado de Energía de Corto Plazo, de conformidad con lo siguiente:

(a) Para todas las Unidades de Central Eléctrica, el CENACE mantendrá un registro de parámetros de referencia. Cada Generador podrá registrar los parámetros para cada unidad que representa, sujeto a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado. En caso de que el Generador no registre estos parámetros o no cumpla las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE estimará los parámetros con base en la tecnología de cada unidad. Dicho registro contendrá la información siguiente:

(i) Parámetros de referencia para costos de arranque, Costo de Operación en Vacío y costos de energía incremental:

(A) Los parámetros de referencia de costos podrán incluir componentes que estén indexados a los precios de referencia de los combustibles incluyendo transporte (puesto en planta).

(B) Los precios de referencia de combustibles se diferenciarán entre diferentes Centrales Eléctricas a fin de reflejar los costos de transporte aplicables a cada una.

(C) Los parámetros de referencia de costos únicamente reflejarán los costos variables, incluyendo los costos de operación y mantenimiento que dependen del uso de la Unidad de Central Eléctrica.

(D) Se incluirán en los parámetros de referencia el costo de cumplir con las obligaciones de regulación primaria y el costo de cumplir con cualquier otro requerimiento aplicable a la Unidad de Central Eléctrica.

(E) Cuando está limitado el número de arranques disponibles en un periodo, o bien, otro aspecto distinto a la cantidad de energía producida, el Generador podrá calcular un costo de oportunidad para garantizar el uso óptimo de la Unidad de Central Eléctrica, sujeto a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(ii) Los costos de oportunidad para los recursos de energía limitada, de conformidad con los cálculos del CENACE o en términos de la Base 6.5.

(iii) Capacidades máximas y mínimas de producción de energía eléctrica (económicas y de emergencia).

(iv) Capacidades de Servicios Conexos incluyendo los rangos y razones de cambio.

(v) Capacidades de rampa (MW por minuto).

(vi) Tiempos de notificación, tiempos de arranque, tiempos mínimos de operación y tiempos mínimos de paro.

(vii) Costos de referencia de operación y mantenimiento para la provisión de cada tipo de reserva.

(viii) Exención, en su caso, del requisito de ofertas basadas en costos.

(ix) Prohibición, en su caso, para utilizar estatus de operación obligada (autoasignación).

(b) El CENACE calculará precios de referencia para cada Unidad de Central Eléctrica de acuerdo con los parámetros de referencia para costos a que se refiere el inciso anterior. Las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica deben abarcar la totalidad de sus capacidades físicas disponibles y ser consistentes con los precios de referencia.

(c) Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán criterios para evaluar si las ofertas de los Generadores se consideran consistentes con los precios de referencia que se derivan de sus parámetros de costos registrados. Estos criterios tendrán el propósito de eliminar la necesidad de controversias e investigaciones en casos donde existen diferencias menores entre los datos del Generador y de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(d) Las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica deben respetar la oferta piso y oferta tope que, en su caso, la Unidad de Vigilancia del Mercado establezca para su aplicación general. Cabe destacar que la oferta tope es distinta a los precios tope utilizados en el mercado de PRIMERA ETAPA.

(e) La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá determinar que ciertas Unidades de Central Eléctrica están exentas del requisito de ofertas consistentes con los precios de referencia. En dichos casos, seguirán aplicándose la oferta tope y la oferta piso.

(f) Las ofertas por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la oferta piso. En caso que la Unidad de Vigilancia del Mercado detecte que un Generador pudo haber usado ofertas debajo de costos con fines de distorsionar la competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista, solicitará la intervención de la Comisión Federal de Competencia Económica.

(g) Los Generadores podrán "autoasignar" sus Unidades de Central Eléctrica presentando el estatus de operación obligada, excepto cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado les haya prohibido el uso de este estatus. Estos Generadores podrán promover la asignación de sus Unidades de Central Eléctrica presentando ofertas iguales a la oferta piso.

(h) Las ofertas de energía incremental serán no decrecientes para cada segmento entre cero y el límite máximo de despacho de emergencia de la Unidad de Central Eléctrica.

(i) Las Centrales Eléctricas 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.

(j) Se requerirá que los recursos intermitentes presenten ofertas y participen en el despacho económico en la medida de sus capacidades.

(k) El CENACE rechazará las ofertas que excedan los precios de referencia u oferta tope, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado, o que se encuentren por debajo de la oferta piso, y aplicará los precios de referencia hasta que se reciban ofertas válidas.

(l) El CENACE enviará una confirmación sobre las ofertas recibidas y una notificación informando si las ofertas fueron aceptadas o rechazadas.

(m) 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.

(n) 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 permitirá la reducción de capacidades ofertadas cuando existan causas justificadas.

9.6 Ofertas de Recursos de Demanda Controlable

9.6.1 Las ofertas de compra sensibles al precio reflejan el precio que la Entidad Responsable de Carga está dispuesta a pagar por el consumo de energía. En el mercado de SEGUNDA ETAPA el CENACE emitirá instrucciones de despacho en tiempo real a los Recursos de Demanda Controlable.

9.6.2 Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados son los Recursos de Demanda Controlable cuyos representantes están obligados a presentar ofertas de compra sensibles al precio al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real, como resultado de haber registrado un Recurso Demanda Controlable Garantizado.

9.6.3 Para todos los Recursos de Demanda Controlable Garantizados:

(a) Las ofertas de compra sensibles al precio deberán corresponder a la reducción del 100% de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados a un precio igual o menor a la oferta tope establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA el CENACE podrá calcular costos de oportunidad para Recursos de Demanda Controlable Garantizados con energía limitada. En ese caso, el uso de dichos costos de oportunidad en las ofertas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados será opcional.

9.6.4 Los Recursos de Demanda Controlable no garantizada podrán hacer ofertas de compra sensibles al precio al Mercado de Energía de Corto Plazo a cualquier precio debajo de la oferta tope. Los Recursos de Demanda Controlable no garantizada estarán exentos de requisitos de oferta, por lo que el uso de ofertas de compra sensibles al precio es opcional.

9.6.5 Las ofertas de compra sensibles al precio de los Recursos de Demanda Controlable, no serán crecientes para cada segmento entre los niveles mínimo y máximo de despacho de la carga.

9.6.6 Los Recursos de Demanda Controlable no se incluirán en el mercado de PRIMERA ETAPA; serán incluidos en el mercado de SEGUNDA ETAPA.

9.7 Ofertas de importación o exportación

9.7.1 Las ofertas para realizar Transacciones de Importación y Exportación deberán especificar:

(a) Cantidad-Precio: (\$/MWh por hora) que represente el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto para su exportación, o bien, el precio mínimo que el Participante del Mercado está dispuesto a recibir por la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto, y que se puede expresar en segmentos. Las ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento, y las ofertas de precio mínimo no pueden ser decrecientes en ningún segmento.

(b) El Punto de Recepción o Punto de Entrega del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de aplicar los precios de un NodoP específico en el Modelo Comercial de Mercado.

9.7.2 Los Participantes del Mercado pueden ofrecer una curva de precios para inyectar o retirar energía de un NodoP con interconexión física a un sistema fuera de México.

9.7.3 Una vez aceptada la oferta, el Participante del Mercado deberá presentar al CENACE la etiqueta electrónica que representa la transacción programada mediante el Software de Programación Física y de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

9.7.4 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 programar Transacciones de Importación y Exportación de reservas y las Transacciones de Importación y Exportación en el Mercado de una Hora en Adelanto.

9.7.5 Las Transacciones de Importación y Exportación son físicas en el Punto de Recepción o Punto de Entrega del Sistema Eléctrico Nacional.

9.8 Transacciones Bilaterales

9.8.1 Transacciones Bilaterales Financieras

(a) Las Transacciones Bilaterales Financieras permiten a dos Participantes 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 ellos. Dichas transacciones tienen la función de facilitar la liquidación de los Contratos de Cobertura Eléctrica que se celebren entre Participantes del Mercado, cuando los Participantes del Mercado opten por usarlas.

(b) Reglas de las Transacciones Bilaterales Financieras

(i) Las Transacciones Bilaterales Financieras son transacciones financieras en un NodoP o zona de reservas, que se realizan en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

(ii) Mediante una Transacción Bilateral Financiera, el emisor (vendedor) transfiere sus derechos de cobro sobre una cantidad de energía o de Servicios Conexos del mercado al adquirente (comprador).

(iii) El CENACE cargará al emisor y acreditará al adquirente 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.

(iv) El CENACE no requiere conocer los aspectos particulares del Contrato de Cobertura Eléctrica que dio lugar a la Transacción Bilateral Financiera.

(c) Tipos de Transacciones Bilaterales Financieras

(i) Fijas. Para un número fijo de MWh. 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.

(ii) 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 sólo se aplicarán en el Mercado de Tiempo Real. Deben señalar una cantidad estimada para fines de la asignación de responsabilidades de garantías.

9.8.2 Transacciones Bilaterales de Potencia

(a) Las Transacciones Bilaterales de Potencia son transacciones que comprometen al emisor a entregar Potencia al adquirente y asumen las obligaciones asociadas.

(b) El CENACE considerará las Transacciones Bilaterales de Potencia en los términos de la Base 11.

(c) El CENACE no requiere conocer los aspectos particulares del Contrato de Cobertura Eléctrica que dio lugar a la Transacción Bilateral de Potencia.

9.8.3 Contratos de Cobertura Eléctrica

(a) Los Contratos de Cobertura Eléctrica se refieren a cualquier acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos.

(b) Dos tipos de Contratos de Cobertura Eléctrica se sujetarán a requisitos de información:

(i) Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica, y

(ii) Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador.

(c) Requisitos de información:

(i) Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica vinculados a una Central Eléctrica y las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica utilizados para satisfacer las obligaciones de un Suministrador deberán informar al CENACE, dentro de los 10 días hábiles de su celebración, los siguientes aspectos:

(A) La cantidad de energía eléctrica o Productos Asociados comprometida en el Contrato de Cobertura Eléctrica.

(B) El plazo de los compromisos.

(C) Las condiciones para la interrupción de las obligaciones de compraventa.

(D) Las Unidades de Central Eléctrica a las cuales el contrato está vinculado, los requisitos del Suministrador que pretende satisfacer, o ambos.

(ii) No será necesario reportar los precios u otros términos comerciales de los Contratos de Cobertura Eléctrica.

(iii) El CENACE dará acceso a la CRE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado a la información recibida.

(d) Los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica libremente entre ellos, por lo cual podrán determinar las estructuras de pagos y demás términos y condiciones que les convengan.

9.9 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de horizonte extendido

9.9.1 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 del sistema y que, debido a su tiempo de arranque, requieran recibir notificaciones con mayor anticipación a los tiempos estándar de notificación del Mercado del Día en Adelanto.

(a) Si el CENACE identifica Unidades de Central Eléctrica que se requieran asignar con notificación extendida para la Confiabilidad del sistema, éste 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 emitirá esta instrucción con mayor anticipación a la estrictamente requerida.

(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 Unidades de Central Eléctrica que se requieran mantener en operación durante periodos de baja demanda para la Confiabilidad del Sistema, identificará esta restricción y las incluirá en los modelos de despacho del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

9.9.2 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 es económicamente eficiente, desde un punto de vista integral del sistema, parar en los periodos de baja demanda, siempre y cuando el Mercado del Día en Adelanto no tenga la capacidad de optimizar dichos costos. En ese caso:

(a) El CENACE utilizará los costos de referencia de cada Unidad de Central Eléctrica.

(b) El CENACE identificará esta restricción y la incluirá en los modelos de despacho del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

9.9.3 Las Unidades de Central Eléctrica que sean asignadas bajo los procedimientos anteriores, se considerarán asignadas por el CENACE bajo la figura de asignación y despacho de Centrales

Eléctricas fuera de mérito en el Mercado del Día en Adelanto y serán elegibles para los pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.

9.10 Pronósticos

9.10.1 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 periodo mayor a solicitud del CENACE; y,
 - (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 periodo mayor a solicitud del CENACE.
- (c) El CENACE desarrollará pronósticos de demanda de energía eléctrica independientes para su uso en:
 - (i) la planificación de mediano plazo, deberán ser actualizados según sea necesario; y,
 - (ii) la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real; estos pronósticos deberán ser permanentemente actualizados en tiempo real.

9.10.2 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, en los términos que definan los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (b) Los representantes de las Centrales Eléctricas intermitentes están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica en tiempo real al CENACE, en los términos que definan los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (c) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de generación para su uso en:
 - (i) la planificación de mediano plazo; y,
 - (ii) la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real.

9.10.3 Pronósticos de generación firme no despachable

- (a) Los representantes de las Centrales Eléctricas firmes no despachables 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 periodo mayor a solicitud del CENACE; y,
 - (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 periodo mayor a solicitud del CENACE.
- (b) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de generación para su uso en:
- (i) la planificación de mediano plazo;
 - (ii) la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real; y,
 - (iii) los estudios de expansión.

9.10.4 Pronósticos de energía hidroeléctrica

- (a) Los representantes de centrales hidroeléctricas están obligados a presentar pronósticos de energía disponible al CENACE, 10 días antes del inicio de cada mes para los siguientes 18 meses u otro horizonte que se determine en los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (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.

9.10.5 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 las Unidades de Central Eléctrica para su uso en la planificación de mediano plazo.

9.10.6 Pronósticos de disponibilidad de la transmisión y de la distribución que corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista

- (a) Los representantes de todos los activos de transmisión y los activos de distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista 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 y distribución para su uso en la planificación de mediano plazo.

9.10.7 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 Servicios Básicos.

(c) El CENACE calculará métricas de los errores en los pronósticos de la disponibilidad de los Generadores y Transportistas, así como de los Distribuidores que operan activos de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

9.10.8 Difusión de información pública

(a) Las metodologías de pronósticos del CENACE se publicarán en el Sistema de Información del Mercado.

(b) Los pronósticos específicos se publicarán en tiempo real, a nivel agregado, en el Sistema de Información del Mercado

(c) Las métricas de errores de pronósticos serán públicas en el Sistema de Información del Mercado.

BASE 10

Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo

10.1 Mercado del Día en Adelanto

10.1.1 Asignación y despacho

(a) La asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto se sujetará a lo siguiente:

(i) Se establecerá por el CENACE en un solo paso durante el día anterior al Día de Operación.

(ii) Tendrá la finalidad de maximizar el excedente económico total al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, mientras asegura que esté disponible para operar la generación suficiente para satisfacer la demanda a la vez que se cumple con los Criterios de Confiabilidad que establezca la CRE a través del Código de Red incluyendo la provisión de Servicios Conexos.

(iii) 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.

(iv) La disponibilidad de los Recursos de Demanda Controlable se basarán en las ofertas de los Participantes del Mercado que los representan.

- (v) La demanda estará modelada como ofertada, no como pronosticada por el CENACE.
- (vi) Los requisitos de Servicios Conexos se calcularán a partir de la demanda modelada y de la penetración de generación intermitente.
- (vii) Se incluirán las ofertas de compra y venta virtuales.
- (viii) Las ofertas para Transacciones 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.
- (ix) Se utilizará un modelo de red completa, incluyendo pérdidas.
- (b) 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.
- (c) El CENACE calculará los precios 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.
- (d) El CENACE emitirá programas financieros vinculantes para la generación, carga y transacciones virtuales en cada hora para:
 - (i) las cantidades de energía aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto;
 - (ii) las cantidades de Servicios Conexos aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto; y,
 - (iii) la programación de importaciones y exportaciones aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto.
- (e) 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.

10.1.2 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto

- (a) Las Unidades de Central Eléctrica asignadas por el CENACE serán elegibles para recibir pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación.
- (b) La Garantía de Suficiencia de Ingresos en el 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 Mercado del Día en Adelanto, cuando esta última se utilice) será igual a:
 - (i) 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 de 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, menos

(ii) 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 anulará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto 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 en el Mercado del Día en Adelanto no aplicará para aquellas Unidades de Central Eléctrica con estatus de operación obligada.

10.2 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

10.2.1 Aspectos generales

(a) En la optimización del Mercado del Día en Adelanto se toman decisiones de asignación de Unidades de Central Eléctrica. Estas decisiones dan lugar a la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.

(b) A través de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, se asignarán Unidades de Central Eléctrica adicionales a las que se determinaron en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, como sea necesario para producir una solución factible en el modelo de despacho económico.

(c) 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:

(i) El CENACE realizará los pronósticos de demanda.

(ii) Las ofertas virtuales no serán incluidas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.

(iii) En las iteraciones que se llevan a cabo después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, se podrán incluir datos

actualizados respecto a la disponibilidad de Unidades de Centrales Eléctricas y elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como los pronósticos de demanda.

(d) 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.

(e) Las Unidades de Central Eléctrica asignadas con base en una Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad serán elegibles para recibir los pagos siguientes, según corresponda:

- (i) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.
- (ii) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real (en el mercado de PRIMERA ETAPA).
- (iii) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (en el mercado de SEGUNDA ETAPA).
- (f) El CENACE emitirá instrucciones de arranque para todas las Unidades de Central Eléctrica que hayan sido asignadas durante cualquier hora del Día de Operación.
- (g) Las Asignaciones de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad no se realizarán con un objetivo de reducir costos de operación del sistema.
- (i) Cuando el estatus de una Unidad de Central Eléctrica se cambia de indisponible a disponible con posterioridad a la realización de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, el CENACE no instruirá el arranque de dichas unidades por motivos económicos.
- (ii) Los Generadores que representan a las Unidades de Central Eléctrica podrán reportar un estatus de operación obligada, siempre y cuando no esté prohibido por la Unidad de Vigilancia del Mercado, a fin de generar una instrucción de arranque para una unidad. En dado caso no recibirán pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real o Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real.

10.2.2 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

- (a) La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se realizará después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad:
 - (i) se puede realizar en múltiples ocasiones después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto;
 - (ii) tiene por finalidad 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; y,
 - (iii) se realizará con la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto. En su iteración inicial, contará con las mismas restricciones; sólo se diferenciará mediante la exclusión de ofertas virtuales y el uso de pronósticos de demanda del CENACE. En sus iteraciones posteriores, puede contar con actualizaciones sobre la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica y elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como de los pronósticos de demanda.
- (c) 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.

10.2.3 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto:

- (a) En el mercado de SEGUNDA ETAPA se realizará una Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad antes de la Asignación de Unidades en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto:
 - (i) se realiza antes de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto; y,
 - (ii) se realizará con la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto, observando las mismas restricciones. Sólo se diferenciará mediante la exclusión de ofertas virtuales y el uso de pronósticos de demanda del CENACE.
- (c) 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.
- (d) Todas las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto se considerarán asignadas por el CENACE bajo la figura de asignación y despacho de Centrales Eléctricas fuera de mérito 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 las decisiones de asignación determinadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto.

10.2.4 Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real:

- (a) Los procesos de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto resultarán en instrucciones de asignación calculadas en intervalos de despacho horarios.
- (b) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real tendrá como función principal incrementar la granularidad de la asignación de Unidades de Central Eléctrica para la operación en el tiempo real, partiendo de la asignación previamente calculada, de tal manera que la asignación de tiempo real quede establecida con base a intervalos de despacho quince-minutales.
- (c) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real podrá determinar nuevas instrucciones de arranque o paro de unidades de arranque rápido e instrucciones de cambio de configuración de recursos de ciclo combinado.
- (d) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real se ejecutará una vez cada hora con un horizonte de tiempo de 8 intervalos quince-minutales en adelanto.

10.2.5 Cancelación de las Asignaciones de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

- (a) Las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en los diversos procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica podrán ser instruidas a cancelar dichas asignaciones en la

Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, cuando sea necesario para preservar la Confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional. Dichas instrucciones se podrán generar mediante el software utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, o bien, por el propio CENACE.

(b) En el mercado de PRIMERA ETAPA, las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en los diversos procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica no serán instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.

(c) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en los diversos procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica podrán ser instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos, cuando la evolución de la oferta y demanda del sistema produzca un exceso de capacidad asignada.

(d) Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado que se otorgarán en el mercado de SEGUNDA ETAPA a las Unidades de Central Eléctrica cuyas asignaciones se cancelen.

10.3 Mercado de Tiempo Real

10.3.1 El Mercado de 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.

10.3.2 Las ofertas en tiempo real para Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable deben entregarse al CENACE antes de la Hora de Operación, en los periodos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

10.3.3 Las ofertas al Mercado de Tiempo Real podrán variar de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto ante cambios en las capacidades disponibles de generación o cambios en los costos de producción que requieran ajustes en las ofertas de precio. El cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real y la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real utilizará las ofertas que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación.

10.3.4 Los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable 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.

10.3.5 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:

(a) Identificación de restricciones de seguridad

(i) Durante la operación en tiempo real, el CENACE llevará a cabo un análisis de seguridad operativa para identificar las restricciones operativas prevalecientes en la Red Nacional de

Transmisión y elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, ante la ocurrencia de contingencias.

(ii) Las restricciones operativas en la Red Nacional de Transmisión y elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, se utilizarán como un insumo permanente al modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad.

(b) Cálculo de puntos base de despacho económico

(i) En cada intervalo de despacho, el CENACE calculará el despacho óptimo de generación y Recursos de Demanda Controlable con restricciones de seguridad (Despacho Económico con Restricciones de Seguridad).

(A) El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad maximizará el excedente económico total 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 Unidades de Central Eléctrica serán aplicadas con base en la última medición de potencia enviada vía telemetría por cada Generador, tomada desde el estimador de estado.

(D) Los puntos base de despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica no despachables estarán basados en la última medición previa o en un pronóstico cuando estén disponibles.

(E) Las restricciones de rampa de los Recursos de Demanda Controlable Directamente Modelados serán aplicadas con base en la última medición de demanda enviada vía telemetría por cada Entidad Responsable de Carga.

(F) Las restricciones de rampa de los Recursos de Demanda Controlable Indirectamente Modeladas serán aplicadas con base en la instrucción previa de puntos base de despacho económico.

(G) Las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Directamente Modeladas que no hayan seguido las instrucciones de despacho en los tres intervalos previos, considerando las bandas de tolerancia establecidas en el Manual de Prácticas del Mercado Correspondiente, recibirán el tratamiento de no despachables a menos que tengan la capacidad de seguir

instrucciones en intervalos futuros. Los Manuales de Prácticas de Mercado definirán el proceso para que los operadores del CENACE evalúen la capacidad de seguir instrucciones en intervalos futuros.

(ii) Los puntos base de despacho económico se publicarán en el Sistema de Información de Mercado para todas las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable. Adicionalmente, los puntos base de despacho económico se enviarán por telecontrol a las Unidades de Central Eléctrica con capacidad para el Control Automático de Generación y a los Recursos de Demanda Controlable Directamente Modelados y a través del Registro de Instrucciones de

Despacho para las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable bajo despacho manual.

(c) Regulación

(i) Según sea necesario para mantener la frecuencia e intercambios programados, el CENACE enviará señales a las Unidades de Central Eléctrica con la periodicidad de operación del Control Automático de Generación.

(ii) Sólo las unidades que han ofrecido regulación secundaria al mercado y cuya oferta ha sido aceptada recibirán instrucciones de regulación secundaria en la operación de tiempo real.

(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 mediante el Control Automático de Generación del CENACE, independientemente para el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California y el Sistema Interconectado Baja California Sur.

(iv) Las unidades deben tener capacidad e infraestructura para incorporarse al Control Automático de Generación del CENACE, cumpliendo con los requisitos técnicos que el CENACE establezca a fin de ofrecer el servicio de regulación al mercado.

10.3.6 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho económico 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 las instrucciones de despacho de reservas, la capacidad de rampa declarada y los requerimientos de estatismo que establezca el Código de Red. Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán parámetros para el mercado de PRIMERA ETAPA, en los siguientes términos:

(i) La banda de tolerancia para desviaciones de la instrucción de despacho.

(ii) La penalización por desviaciones fuera de la banda de tolerancia.

(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 a través de múltiples intervalos de tiempo, a fin de medir la cantidad total en que su producción, en un periodo 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 la parte proporcional de los pagos por cualquier garantía de suficiencia de ingresos durante el día completo. Para tal efecto:

(i) Los pagos totales por cualquier garantía de suficiencia de ingresos para un día completo se dividirán entre el número de periodos 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.

10.3.7 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de regulación secundaria en tiempo real

(a) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de regulación secundaria.

(b) El cumplimiento de las Unidades de Central Eléctrica con las instrucciones de regulación se evaluará mensualmente. Para estos efectos:

(i) Se evaluarán todos los intervalos de despacho del mes, a fin de determinar si la producción de la Unidad de Central Eléctrica estuvo dentro de una banda de tolerancia de la instrucción de despacho de regulación secundaria. Dicha banda de tolerancia se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(ii) Para efectos de lo anterior, los intervalos de despacho de regulación secundaria corresponderán a la periodicidad de operación del Control Automático de Generación, por lo cual serán distintos a los intervalos usados en el despacho económico.

(iii) El porcentaje de cumplimiento mensual será el porcentaje de intervalos en los cuales la producción de la Unidad de Central Eléctrica estuvo dentro de la banda de tolerancia de la instrucción de despacho de regulación secundaria.

(iv) El estándar mínimo de cumplimiento mensual se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(v) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes se les revocarán todos los pagos por regulación secundaria en dicho mes. Dicha cancelación de pagos se reflejará en el primer ciclo de re-liquidaciones para cada uno de los días en el mes.

(vi) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les prohibirá la presentación de ofertas de regulación secundaria al mercado hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.

10.3.8 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias en tiempo real

(a) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias.

(b) El cumplimiento de las Unidades de Central Eléctrica con las instrucciones de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias se evaluará mensualmente. Para estos efectos:

(i) Se evaluarán todos los intervalos de despacho del mes en los cuales hubiera una solicitud de activación de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes o Reservas Suplementarias, a fin de determinar el porcentaje de la energía solicitada que efectivamente se produjo.

(ii) El porcentaje de energía producida se calculará como el incremento en producción sobre el intervalo de 10 minutos a partir de la instrucción para reserva Rodante y No Rodante y 30 minutos para Reservas Suplementarias, dividido por la cantidad de energía solicitada. Dicho porcentaje se acotará entre 0% y 100%.

(iii) El porcentaje de cumplimiento mensual será el promedio de los porcentajes de energía producida, tomando en cuenta todas las solicitudes de activación de reservas durante un mes. Se calculará por separado para las Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias.

(iv) El estándar mínimo de cumplimiento mensual se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(v) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les revocarán todos los pagos en dicho mes por Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias, según sea el caso. Dicha cancelación de pagos se reflejarán en el primer ciclo de re-liquidaciones para cada uno de los días en el mes.

(vi) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les prohibirá la presentación de ofertas al mercado de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes o Reservas Suplementarias, según sea el caso, hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.

10.3.9 Penalizaciones por indisponibilidad del servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema

(a) El CENACE monitoreará la disponibilidad del servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, mediante pruebas periódicas y solicitudes en tiempo real.

(b) El cumplimiento de las Unidades de Central Eléctrica con los requerimientos de disponibilidad se evaluará anualmente. Para estos efectos:

(i) El porcentaje de cumplimiento anual será el porcentaje de instrucciones que se hayan respondido exitosamente.

(ii) El estándar mínimo de cumplimiento anual se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(iii) El servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema se liquidará mediante pagos diarios iguales a $1/20$ del valor total del servicio anual, durante los últimos 20 días del mes de enero siguiente a la prestación del servicio. No se les realizan dichos pagos a las Unidades de Central Eléctrica que no hayan alcanzado el estándar mínimo de cumplimiento en un mes.

(iv) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcanzan el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les prohibirá ofertar el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.

10.3.10 Recursos intermitentes

(a) Los recursos intermitentes deberán presentar ofertas en el Mercado de Tiempo Real y estar físicamente despachables para reducir su nivel de producción.

(b) Si los recursos escogen presentar una oferta económica con precios negativos, podrán recibir liquidación basados en un Precio Marginal Local negativo (pagarán al CENACE por la energía producida) aun cuando no reciban instrucciones para reducir su generación.

(c) Los recursos intermitentes nuevos deberán tener la capacidad de recibir y responder a 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.

10.3.11 Recursos de Demanda Controlable

(a) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se permitirá a los Recursos de Demanda Controlable responder a los precios en tiempo real incrementando o disminuyendo su carga mediante su participación en el despacho económico.

(b) En el Mercado Eléctrico Mayorista, 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. Lo anterior, sin perjuicio de que las Entidades Responsables de Carga podrán celebrar contratos o formar asociaciones a fin de pagar a terceros por las reducciones hipotéticas de consumo que se presume haberse logrado a través de las acciones de los terceros.

(c) El beneficio que las Entidades Responsables de Carga reciben a través del Mercado Eléctrico Mayorista 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, o bien, cuando los Recursos de Demanda Controlable estén disponibles sin recibir una instrucción de despacho en dichas horas.

(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 que requieran notificaciones con más de cinco minutos de anticipación sólo se controlarán a través de las instrucciones de asignación de unidades emitidas por la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.

(e) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, los Recursos de Demanda Controlable con medición apropiada y capacidad de variar su consumo de energía en tiempo real podrán producir servicios conexos.

10.3.12 El Mercado de Tiempo Real podrá operar acoplado a otros mercados internacionales siempre que así lo permitan las leyes y demás disposiciones vigentes.

10.4 Servicios Conexos

10.4.1 Tipos de Servicios Conexos

(a) Los Servicios Conexos incluidos en el mercado son los siguientes:

(i) Reservas de Regulación Secundaria. En el mercado de SEGUNDA ETAPA la Regulación Secundaria se separará en dos productos distintos: Regulación al alza y a la baja.

(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 los siguientes:

- (i) Reservas Reactivas (control de voltaje; la disponibilidad para inyectar o absorber potencia reactiva).
- (ii) Potencia reactiva (soporte de voltaje; la inyección o absorción de potencia reactiva).
- (iii) Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema.

10.4.2 Requerimientos de Servicios Conexos

(a) El CENACE calculará los requerimientos totales de los Servicios Conexos, así como la porción de los requerimientos totales que cada Participante del Mercado está obligado a obtener, con base en las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.

(b) 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.

(c) 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.

(d) El CENACE publicará los valores de los requerimientos totales de Servicios Conexos y las obligaciones de cada Participante del Mercado. Con base en estas obligaciones, los precios de los Servicios Conexos incluidos en el mercado y las tarifas reguladas de la CRE para los Servicios Conexos no incluidos en el mercado, el CENACE asignará los costos que deberá pagar cada Participante del Mercado por concepto de Servicios Conexos.

(e) Los pagos por la provisión de reservas pueden ser cancelados en caso de que las Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable no sigan las instrucciones de activación y, además, se aplicarán las penalizaciones por desviación.

10.4.3 Reglas para Servicios Conexos incluidos en el mercado

(a) Los requerimientos totales y obligaciones de los Participantes del Mercado para obtener Reservas de Regulación Secundaria, 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.

(e) Los precios marginales de las reservas pueden ser entendidos como el costo de oportunidad de no producir energía u otro tipo de reservas, más el costo de la disponibilidad de reservas ofrecido por el 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 de Central Eléctrica 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 de Tiempo Real (Precio Marginal Local).

(h) Cuando el Precio Marginal Local no sea suficiente para cubrir el costo de generación por la activación de reservas:

(i) en el mercado de PRIMERA ETAPA, la diferencia se incluirá en el cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real; y,

(ii) en el mercado de SEGUNDA ETAPA, se calculará la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación.

(i) En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán definir categorías adicionales de servicios conexos, o bien, factores adicionales en el esquema de pagos para las Reservas de Regulación Secundaria, a fin de valorar la precisión, velocidad de respuesta, y otros factores relevantes en la calidad de las reservas proporcionadas, de forma que aquellos recursos que provean una regulación de mayor calidad sean compensados de manera proporcional a la reducción en los costos del Sistema Eléctrico Nacional que producen.

10.4.4 Reglas para Servicios Conexos no incluidos en el mercado

(a) Las tarifas reguladas aplicables al control y el soporte de voltaje, así como al arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, serán determinadas por la CRE.

(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 Criterios de Confiabilidad previstos en el Código de Red.

(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, y estarán elegibles para recibir:

(i) en el mercado de PRIMERA ETAPA, la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, la cual compensará cualquier costo de incumplimiento con un programa del Mercado del Día en Adelanto; o bien,

(ii) en el mercado de SEGUNDA ETAPA, la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación, la cual compensará cualquier costo de incumplimiento con un programa del Mercado del Día en Adelanto así como cualquier costo de oportunidad incurrido en el Mercado de Tiempo Real.

(e) El despacho de potencia reactiva se realizará mediante instrucciones telefónicas o a través de medios electrónicos, a los Generadores y los representantes de otros recursos requeridos.

(f) El CENACE programará a las Unidades de Central Eléctrica para proveer el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema basado en el análisis anual de los requerimientos del sistema y del costo de producción.

(g) Los planes para el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema se establecerán en los términos del Código de Red y sus disposiciones.

10.4.5 Curva de demanda de reservas

(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, la curva de demanda de reservas tendrá un objetivo de cubrir una porción de los costos fijos de los Generadores. En dicho caso, 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 MW-h) se incrementará a medida que las reservas disminuyan, alcanzando el valor de demanda no suministrada cuando las reservas estén significativamente por debajo del objetivo correspondiente.

(c) La curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será idéntica a la curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado de Tiempo Real.

(d) La función precisa de la curva de demanda de reservas será calculada según se determine en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(e) Los factores de penalidad que permitan la relajación de restricciones en los términos de la Base 9.1.8(e) se aplicarán en todo momento y sin requerir el uso de la curva de demanda de reservas. Los parámetros de la curva de demanda de reservas se fijarán tomando en cuenta los factores de penalidad.

10.5 Programación de Importación y Exportación

10.5.1 Disposiciones generales

(a) 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, en la SEGUNDA ETAPA, para el Mercado de una Hora en Adelanto.

(b) El CENACE determinará las ofertas de importación y exportación que serán implementadas a través del despacho económico del Mercado del Día en Adelanto y, en la SEGUNDA ETAPA, del Mercado de una Hora en Adelanto. 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.

(c) Los Participantes del Mercado sólo podrán programar físicamente, mediante una Etiqueta Electrónica o su equivalente, 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 a la oferta piso que, en su caso, la Unidad de Vigilancia del Mercado establezca para su aplicación general, u ofrecer exportar - comprando la energía al mercado a la oferta tope que, en su caso, la Unidad de Vigilancia del Mercado establezca para su aplicación general.

(d) El CENACE no emitirá derechos físicos de transmisión en firme a largo plazo sobre trayectos de importación y exportación entre el Sistema Eléctrico Nacional y sistemas en otros países.

(e) El CENACE podrá asignar Derechos Financieros de Transmisión mediante subasta y Derechos Financieros de Transmisión por el fondeo de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, desde y hacia los puntos de entrega y puntos de recepción para importaciones y exportaciones. Los Derechos Financieros de Transmisión Legados sólo se otorgarán por la importación a Centros de Carga en territorio nacional.

(f) Los programas de importaciones y exportaciones se establecerán a partir de 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.

(g) 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 exportación e importación de energía con 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 sobre-generación no resueltas en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado del Día en Adelanto en el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE podrá programar dichas exportaciones mediante ofertas con los sistemas vecinos.

(h) 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 resto del Sistema

Eléctrico Nacional, con un valor igual a la potencia disponible para programación entre el área de control externa y el Punto de Entrega/Punto de Recepción.

(i) 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.

(j) 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, sin el uso de etiquetas electrónicas.

(k) La programación de importaciones y exportaciones de Contratos de Interconexión Legados se hará de acuerdo a lo previsto en la Base 10.8 y en los Manuales de Prácticas de Mercado.

10.5.2 Programación y liquidaciones en el Mercado del Día en Adelanto

(a) Los Participantes del Mercado presentarán ofertas en el Punto de Recepción/Punto de Entrega en el Mercado del Día en Adelanto de venta para importaciones y de compra para exportaciones.

(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 sólo 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. No obstante, el CENACE no está obligado a asignar programas de compra y venta que se compensan entre sí con la finalidad de aceptar una cantidad de ofertas que rebase la capacidad del enlace, por lo que el límite en transacciones de importación y el límite en transacciones de exportación se podrán implementar por separado, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(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.

10.5.3 Programación y liquidación de importaciones y exportaciones en el Mercado de una Hora en Adelanto y el Mercado de 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) En el mercado de PRIMERA ETAPA, 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 importación/exportación, el "límite de la interconexión", combinado con el hecho de que los programas de importación/exportación 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 o equivalente por condiciones del sistema, el CENACE priorizará dichos retiros o reducciones de 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.

10.5.4 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 sólo aceptará las etiquetas electrónicas o su equivalente 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 o su equivalente no sea implementada o sea reducida debido a un error del CENACE, la posición del Participante del Mercado será cancelada.

(f) 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 Eléctrico Nacional, la posición del Participante 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.

10.6 Disponibilidad de gas natural

10.6.1 El CENACE no asumirá responsabilidad alguna respecto a la contratación, programación, obtención y uso del suministro de gas natural por parte de las Centrales Eléctricas representadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, ni transferirá a los demás Participantes del Mercado Eléctrico el costo que pueda representar para algún Generador la falta de disponibilidad de gas natural salvo en el supuesto y para los efectos previstos en la Base 10.6.3.

10.6.2 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 sustentar las ofertas aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto.

10.6.3 Cuando la falta de disponibilidad de gas natural no haya sido previsible y motive el incumplimiento de los programas de generación asignados en el Mercado del Día en Adelanto, se eximirá de las penalizaciones aplicables al Generador correspondiente y se realizará a éste el pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo real o la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, siempre y cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:

(a) Que la reducción en disponibilidad de la Central Eléctrica haya sido consecuencia directa de acatar una instrucción para reducir el consumo de gas natural y dicha instrucción haya sido válidamente emitida por el ente a cargo de transportar el gas a dicha Central Eléctrica, quien puede ser el CENAGAS, otro gestor de sistemas integrados de transporte de gas o por un transportista o distribuidor de gas, según corresponda, lo cual impida exigir el pago de daños y perjuicios a quien la haya emitido.

(b) Que la instrucción antes aludida haya sido emitida y notificada después de la hora límite para la correspondiente recepción de ofertas al Mercado del Día en Adelanto y esté directamente relacionada con una alerta crítica declarada en el Sistema Nacional de Gasoductos.

(c) Que el Generador de que se trate haya ajustado su oferta para incluir los límites de energía o costos de oportunidad que correspondan, en términos de la Base 10.6.6(c).

(d) Que el contrato de suministro de gas correspondiente y, en su caso, el contrato de transporte, otorguen derechos en firme que permitan a la Central Eléctrica recibir sin interrupción la cantidad de gas natural que se requiera para cumplir con su programa del Mercado del Día en Adelanto.

(e) Que la Central Eléctrica haya iniciado su operación o proceso de construcción antes de la fecha en que hayan entrado en vigor las presentes Bases del Mercado Eléctrico.

(f) Que la falta de disponibilidad de gas natural ocurra antes del 1 de enero de 2018, a menos que la Autoridad de Vigilancia del Mercado prorrogue la vigencia del mecanismo previsto en esta Base 10.6.3 en cuyo caso la fecha límite será la que al efecto establezca dicha autoridad.

10.6.4 Con excepción de lo previsto en la Base 10.6.3, la falta de disponibilidad de gas natural no eximirá al Generador de los cobros, pagos o penalizaciones que correspondan por su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista. Las ventas de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto siempre serán financieramente vinculantes. Al respecto, se observará lo siguiente:

(a) Es responsabilidad de cada Generador ofrecer al Mercado del Día en Adelanto las capacidades disponibles de sus Unidades de Central Eléctrica, tomando en cuenta la disponibilidad de gas natural.

(b) La falta de disponibilidad de gas no será causa para cancelar compromisos adquiridos en el Mercado del Día en Adelanto.

(c) Se aplicarán a los representantes de las Unidades de Central Eléctrica los cobros, pagos y penalizaciones correspondientes por las desviaciones o incumplimientos a las instrucciones de despacho aun cuando sean resultado de la falta de disponibilidad en el suministro de gas, sin perjuicio de que éstos puedan repercutirlos a otras personas.

(d) Cuando la falta de disponibilidad de gas natural resulte en cobros, pagos o penalizaciones a los Generadores, el CENACE les dará apoyo a los Generadores para que conozcan el costo que les haya generado la falta de disponibilidad y ello les permita repercutirlo a terceros cuando tengan derecho para hacerlo.

10.6.5 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.

(a) La Unidad de Vigilancia del Mercado acreditará las regiones que tendrán disponibles los servicios de reprogramación en el mismo día y de programación flexible.

(b) 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.

(c) 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.

10.6.6 El CENACE procurará establecer procedimientos para coordinar los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional y la administración del gas natural con los Administradores de Gas Natural a fin de que observen las siguientes disposiciones, los cuales serán de observancia obligatoria para el CENACE y los Participantes del Mercado:

(a) Con anterioridad de cada día de operación, se realizarán cuando menos los siguientes intercambios de información:

(i) El CENACE proporcionará a los Administradores de Gas Natural los valores estimados de consumo de gas por Central Eléctrica.

(ii) La información a que se refiere el subinciso anterior se pondrá a disposición de los Participantes del Mercado que representen a la Central Eléctrica de que se trate mediante el Sistema de Información de Mercado.

(iii) Los Administradores de Gas Natural informarán al CENACE las restricciones esperadas en la disponibilidad de gas natural en sus sistemas o ductos.

(iv) El CENACE proporcionará retroalimentación a los Administradores de Gas Natural respecto a las restricciones que pudieran contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

(b) El CENACE no emitirá órdenes en relación con la administración de gas natural ni modificará el orden del despacho de las Centrales Eléctricas a fin de administrar el gas natural disponible.

(c) Los Generadores que representen a las Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista deberán ajustar sus ofertas de manera inmediata para reflejar cualquier instrucción que reciban y deban acatar con respecto al consumo de gas natural en dichas centrales, y notificar inmediatamente al CENACE sobre la naturaleza y características de la restricción de que se trate. Cuando dichas instrucciones representen una limitante en la cantidad de energía eléctrica que una o varias Centrales Eléctricas pueden producir con gas natural, las ofertas deberán ajustarse conforme a lo siguiente:

(i) Si las instrucciones limitan la cantidad de gas que una o varias Centrales Eléctricas pueden consumir en una hora específica, el Generador deberá reducir el límite máximo de despacho de las Centrales Eléctricas correspondientes al nivel que

equivale a la cantidad de gas disponible, en el Mercado de Tiempo Real y en el Mercado del Día en Adelanto. Esta regla es aplicable aun cuando una restricción de consumo de gas en cada hora mantenga su vigencia durante más de una hora.

(ii) Si las instrucciones limitan la cantidad de gas que una o varias Centrales Eléctricas pueden consumir en un día específico, el Generador deberá incluir en sus ofertas un límite en la energía total diaria de las Centrales Eléctricas correspondientes al nivel que equivale a la cantidad de gas disponible, en el Mercado del Día en Adelanto. El Generador deberá usar un costo de oportunidad para las ofertas de las Centrales Eléctricas correspondientes al Mercado de Tiempo Real. Esta regla es aplicable aun cuando una restricción de consumo de gas en cada día mantenga su vigencia durante más de un día.

(iii) Si las instrucciones limitan la cantidad de gas que un Generador puede consumir en un plazo mayor a un día, el Generador deberá usar un costo de oportunidad para las ofertas de las Centrales Eléctricas correspondientes al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real.

(iv) Para efectos de los costos de oportunidad, aplicarán las siguientes consideraciones:

(A) El cálculo de costos de oportunidad tendrá como objetivo que cada Generador cumpla, de manera individual, con las instrucciones a que se refiere este inciso (c). Los costos de oportunidad se calcularán individualmente para cada Generador o para las Unidades de Central Eléctrica de cada Generador.

(B) Los costos de oportunidad a utilizarse en ofertas al Mercado de Tiempo Real deberán basarse en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto para el mismo día operativo de acuerdo con las fórmulas que establezcan los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.

(C) Los costos de oportunidad que se deriven de restricciones conocidas antes de la hora límite para la correspondiente recepción de ofertas al Mercado del Día en Adelanto se calcularán en términos del artículo 103 de la Ley y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondiente, sujeto a la supervisión de la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(d) Los Administradores de Gas Natural informarán al CENACE respecto a las instrucciones que hayan emitido a los representantes de las Centrales Eléctricas que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista. En ese supuesto:

(i) El CENACE proporcionará retroalimentación respecto a las restricciones que pudieran contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

(ii) Cuando los representantes de las Centrales Eléctricas no realicen los ajustes a que se refiere el inciso (c) anterior, el CENACE ajustará las ofertas a fin de asegurar el cumplimiento de las instrucciones que en su caso emitan los Administradores de Gas Natural.

(e) Cuando un Administrador de Gas Natural advierta al CENACE de la interrupción o probable interrupción en el suministro de gas, el CENACE evaluará si dichas interrupciones resultan en un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia, y en su caso, tomará las medidas que corresponda a dicho Estado Operativo.

(f) El CENACE y los Administradores de Gas Natural establecerán procedimientos para la administración del gas natural disponible en caso de emergencias derivadas de limitaciones en la disponibilidad del mismo, respetando siempre lo establecido en la normatividad vigente y en los contratos correspondientes.

10.7 Suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo

10.7.1 Casos en los que pueden suspenderse operaciones

(a) El CENACE puede suspender las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, parcial o totalmente, cuando se presente alguna de las siguientes contingencias:

(i) se presente alguna de las condiciones que definen al estado operativo de

emergencia listadas en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE, y no sea posible realizar las operaciones del mercado;

(ii) ocurra una afectación en el servicio de magnitud relevante, en los términos del Manual de Prácticas de Mercado en materia de Confiabilidad;

(iii) las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista no puedan realizarse de manera normal debido a fallas en el hardware, software o sistemas de comunicaciones que el CENACE utiliza para realizar dichas operaciones; o,

(iv) se presente alguna situación de emergencia que inhabilite el uso del control de operación del CENACE, y no pueda recurrirse al uso inmediato de la infraestructura, personal y equipo en alguna sede alterna.

(b) La suspensión de operaciones a que se refiere el inciso anterior únicamente se presentará cuando el CENACE determine que su capacidad para realizar las operaciones conforme a los procedimientos asociados con el Mercado de Energía de Corto Plazo se ha deteriorado sustancialmente.

(c) La suspensión de operaciones del mercado se podrá declarar en todo el Sistema Eléctrico Nacional o sólo en las regiones del sistema que requieren dicha suspensión.

(d) No son causas justificadas para suspender la operación del mercado que el precio de la energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo, o el Precio Neto de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia, alcance determinados niveles positivos o negativos, o que una cantidad determinada de carga se haya reducido.

10.7.2 Actuación del CENACE durante la suspensión de operaciones. Durante la suspensión de la operación del Mercado de Energía de Corto Plazo el CENACE:

(a) mantendrá el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional;

(b) emitirá las instrucciones que considere necesarias a los Participantes del Mercado;

(c) procurará utilizar información, instrucciones de despacho y procedimientos para la fijación de precios acordes con la operación normal del Mercado Eléctrico Mayorista, en la medida de lo posible; y,

(d) mantendrá informados a los Participantes del Mercado del estatus de la suspensión del mercado, o en su caso, de la restauración de las operaciones de forma normal, conforme a lo que se especifique en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

10.7.3 Procedimiento para la suspensión de operaciones

(a) Para realizar la suspensión de las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo se seguirá el siguiente procedimiento, mismo que se detallará en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente:

(i) El personal del CENACE que estará facultado para declarar la suspensión de operaciones se determinará en su estatuto orgánico o, en su defecto, por designación del Director General del CENACE.

(ii) La suspensión de operaciones se anunciará de manera inmediata en el Sistema de Información del Mercado y por los medios de comunicación que señalen los Manuales de Prácticas de Mercado.

(iii) Dentro de las primeras dos horas después de la declaración de suspensión de operaciones el personal del CENACE deberá notificar al Consejo de Administración de dicho organismo, a la Secretaría y a la CRE:

- (A) la causa de la suspensión de operaciones;
- (B) el tipo de suspensión de operaciones (total o parcial);
- (C) el alcance de la suspensión;
- (D) la duración esperada, en su caso; y,
- (E) las acciones que pondrá en práctica para remediar la suspensión.

(iv) En su caso, el Consejo de Administración podrá instruir que se continúe con la operación normal del Mercado de Energía de Corto Plazo.

(b) Cuando la suspensión de operaciones sea necesaria para resguardar, mantener o restaurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en situaciones de emergencia, el CENACE podrá emitir la declaratoria de suspensión correspondiente de forma inmediata. El CENACE deberá notificar a su Consejo de Administración, a la Secretaría y a la CRE sobre dicha suspensión, y conforme al procedimiento establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente deberá remitirles la información o reportes necesarios. Si con base en dicha información, el Consejo de Administración del CENACE considera que la declaratoria no es justificada instruirá a que se reinicie con la operación normal del Mercado de Energía de Corto Plazo.

(c) El CENACE no podrá declarar la suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en forma retroactiva.

10.7.4 Restauración de operaciones

(a) El CENACE monitoreará el estado de la condición que ocasionó la suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, y cuándo ésta haya sido atendida, previa aprobación del consejo de administración, el director general del CENACE, o el funcionario que éste designe para tal efecto, declarará el reinicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.

(b) La hora de reinicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo se anunciará en el Sistema de Información del Mercado, o por los medios de comunicación de respaldo que señalen los Manuales de Prácticas de Mercado. El reinicio se dará cuando menos una hora después de dicho anuncio.

(c) El procedimiento para restaurar las operaciones del mercado será establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(d) El CENACE puede solicitar información a los Participantes del Mercado sobre sus actividades antes, durante y después de la suspensión de operaciones, en los términos que se establezcan en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(e) En un plazo de 10 días hábiles partir de la fecha de emisión de la declaratoria de reinicio de operaciones, el CENACE deberá emitir un informe público sobre las causas que originaron la suspensión, las acciones tomadas para reiniciar la operación normal, y conclusiones o recomendaciones futuras para evitar una situación similar.

(f) Como resultado de dicho informe, el CENACE podrá iniciar procesos para la actualización de las Reglas del Mercado, actualizar los parámetros de referencia de las Unidades de Central Eléctrica, actualizar los modelos utilizados en la operación del Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, reportar a la CRE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado cualquier anomalía en a la actuación de los Participantes del Mercado, o tomar las demás acciones necesarias para corregir los factores que causaron la suspensión del Mercado Eléctrico Mayorista.

10.7.5 Precios de energía del Mercado de Tiempo Real y del Mercado para el Balance de Potencia durante la suspensión de operaciones

(a) La suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo no tendrá impacto en el Mercado para el Balance de Potencia o el Mercado de Certificados de Energías Limpias. El CENACE establecerá los sistemas necesarios para asegurar que la Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas continúe calculándose en caso de suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.

(b) Durante la suspensión de operaciones el CENACE remunerará a los Generadores por los costos estimados de producción de sus Unidades de Central Eléctrica, de acuerdo con los parámetros de referencia de las Unidades de Central Eléctrica. Dicho esquema sólo aplicará en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional donde el Mercado de Energía de Corto Plazo haya sido suspendido, prevaleciendo los precios del mercado en las demás regiones.

(c) Durante la suspensión de operaciones el CENACE cobrará a las Entidades Responsables de Carga por el costo promedio unitario de generación, tomando en cuenta los costos de pérdidas, compras de emergencia y cualquier otro costo de servicio. Dicho esquema sólo aplicará en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional donde el Mercado de Energía de Corto Plazo haya sido suspendido, prevaleciendo los precios del mercado en las demás regiones.

(d) Para propósitos de la liquidación de Derechos Financieros de Transmisión y Contratos de Cobertura Eléctrica, el CENACE calculará y publicará precios marginales de sustitución. Dichos precios se basarán en los costos estimados de producción de la Unidad de Central Eléctrica con mayor costo que se haya despachado en cada periodo. El CENACE podrá calcular precios marginales de sustitución diferentes en distintas regiones del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas regiones se han operado bajo condiciones distintas.

(e) Los Participantes del Mercado que hayan atendido las instrucciones emitidas por el CENACE durante la suspensión del Mercado de Energía de Corto Plazo pueden recibir compensaciones adicionales cuando se demuestre que los precios calculados por el CENACE conforme a este apartado no son suficientes para cubrir sus costos de combustibles, operación y mantenimiento; los criterios específicos se determinarán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(f) Las solicitudes de compensaciones adicionales podrán ser verificadas por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(g) Cualquier controversia sobre las respuestas a las solicitudes de compensación adicionales será resuelta mediante el procedimiento de solución de controversias previsto en las Bases del Mercado Eléctrico.

10.8 Contratos de Interconexión Legados

10.8.1 Aspectos generales

(a) 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.

(b) Las Centrales Eléctricas consideradas en los Contratos de Interconexión Legados se despacharán de conformidad con los términos establecidos en dichos contratos.

(c) 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.

(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 en menores costos, excepto para la capacidad de dichas Centrales Eléctricas que se incluya en nuevos contratos de interconexión.

10.8.2 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. 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 fecha de entrada en vigor de la Ley.

(b) Para el manejo de Contratos de Interconexión Legados, el Generador de Intermediación deberá celebrar con el CENACE un contrato de Participante del Mercado en modalidad de Generador, a fin de representar las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga amparados por los Contrato de Interconexión Legados vigentes.

(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, 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 Bases.

(ii) En los términos de la Ley, las obligaciones de obtener CEL correspondientes a los Centros de Carga serán de los titulares de 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.

(d) El Generador de Intermediación representará a las Centrales Eléctricas y Centros de

Carga con estricto apego a los procedimientos establecidos en las Reglas del Mercado. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán procedimientos específicos con la finalidad de eliminar discrecionalidad de la actuación del Generador de Intermediación, asegurando así que se respeten los términos de los Contratos de Interconexión Legados y evitando que el Generador de Intermediación utilice dichos contratos para fines distintos.

10.8.3 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 de Energía de Corto Plazo, así como para el Balance de Potencia. El Generador de Intermediación dará a conocer estos estados de cuenta a los titulares de Contratos de Interconexión Legados, con la finalidad de mostrar la liquidación que resultaría en caso de registrar las Centrales Eléctricas completas y los Centros de Carga en nuevos contratos de interconexión y contratos de conexión.

(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.

(c) El Generador de Intermediación podrá recuperar sus propios costos de operación mediante el mecanismo descrito en el inciso anterior. Dichos costos deberán ser autorizados por la CRE para que el CENACE procese su reembolso a través de los Participantes del Mercado.

10.8.4 Operación. El Generador de Intermediación realizará ofertas al Mercado de Energía de Corto Plazo para las Centrales Eléctricas y Centros de Carga que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos siguientes:

(a) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados informen al Generador de Intermediación de un programa de operación para sus Unidades de Central Eléctrica o Centros de Carga, incluyendo los programas deseados de importación o exportación, el Generador de Intermediación reportará la información correspondiente al CENACE.

(b) Para los programas de operación de las Centrales Eléctricas:

(i) Las Centrales Eléctricas registradas al Generador de Intermediación se incluirán en los modelos de optimización del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real mediante programas fijos de energía, en los cuales se indica un nivel de generación por cada Unidad de Central Eléctrica en cada intervalo de tiempo.

(ii) Por lo anterior, el Generador de Intermediación no ofrecerá al CENACE las características estándares de una oferta de Generación. En particular, no se usará un estatus de asignación, límites de despacho, ofertas económicas o las demás ofertas de capacidades.

(iii) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados informen al Generador de Intermediación de un programa de operación, el Generador de Intermediación ofrecerá al CENACE un programa fijo de energía que corresponde al nivel de generación programado para cada intervalo.

(iv) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados ofrezcan la venta de energía económica notificada en los términos de dichos contratos, el Generador de Intermediación ofrecerá al CENACE un programa fijo de energía que corresponde a nivel de generación programado más la cantidad notificada de energía económica.

(v) Sin perjuicio de la Asignación de Unidades de Horizonte Extendida, el CENACE sólo podrá obligarse con anterioridad a la Operación del Mercado del Día en Adelanto a recibir una cantidad fija de energía cuando haya declarado un estado operativo alerta o un estado operativo de emergencia.

(c) Para el consumo en los Centros de Carga, el Generador de Intermediación entregará al CENACE ofertas de compra fijas con cantidades para el Mercado del Día en Adelanto iguales a las cantidades programadas por los titulares de Contratos de Interconexión Legados.

(d) El Generador de Intermediación ofrecerá la venta de Potencia que se derive de la capacidad de las Centrales Eléctricas Legadas incluidas en los Contratos de Interconexión Legados. Asimismo, ofrecerá la compra de Potencia que se requiera para cumplir las obligaciones de los Centros de Carga.

(e) 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 en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Punto de Recepción 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 Recepción para exportación. Para tal efecto:

(A) 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.

(B) 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 sólo 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 Recepción para exportación. Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer criterios adicionales para determinar la capacidad de transmisión disponible.

La cantidad de exportación programada será la menor entre la cantidad máxima de la oferta de compra, la capacidad de transmisión disponible al Punto de Recepción para exportación y la capacidad de exportación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista, siempre y cuando sea mayor o igual a la cantidad mínima ofrecida. Dicha transacción se liquidará como una compra en el Mercado de Tiempo Real en el Punto de Recepción para exportación por el Generador de Intermediación. Asimismo, el Generador de Intermediación ofrecerá al Mercado de Tiempo Real la Unidad de Central Eléctrica asociada con el programa de exportación, con un programa fijo de energía. El titular de un 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.

(f) Para la importación de energía eléctrica, el Generador de Intermediación presentará las ofertas correspondientes (para vender una cantidad fija de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Punto de Entrega a fin de importarla), 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 Entrega para importación al punto de carga incluido en el Contrato de Interconexión Legado. Para tal efecto:

(A) 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.

(B) 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 sólo 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 Entrega para Importación. Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer criterios adicionales para determinar la capacidad de transmisión disponible.

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 venta en el Mercado de Tiempo Real en el Punto de Entrega para Importación 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.

(g) Cuando los titulares de 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 del Día en Adelanto o al Mercado de Tiempo Real, el Generador de Intermediación utilizará los programas de operación reportados para el día anterior. Cuando el Generador de Intermediación reciba información actualizada después de los plazos límites aplicables al Mercado del Día en Adelanto, el Generador de Intermediación actualizará los programas ofertados al Mercado de Tiempo Real. El Generador de Intermediación sólo realizará ofertas de importación y exportación cuando haya recibido con tiempo suficiente la solicitud para el día correspondiente.

(h) El Generador de Intermediación estará obligado a proveer al CENACE pronósticos de generación en tiempo real respecto a las Centrales Eléctricas que represente en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

(i) En condiciones de emergencia, los titulares de Contratos de Interconexión Legados deberán entregar la energía solicitada por el CENACE, directamente o a través del Generador de Intermediación, en los términos de los Contratos de Interconexión Legados.

BASE 11

Mercado para el Balance de Potencia

11.1 Disposiciones Generales

11.1.1 Objeto. El Mercado para el Balance de Potencia tiene los siguientes propósitos:

(a) Facilitar transacciones entre las Entidades Responsables de Carga cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la CRE, y los Participantes del Mercado que cuenten con Potencia no comprometida en dichos contratos.

(b) Establecer una curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos mínimos establecidos por la CRE, y comprar la porción de la Potencia disponible por cuenta de las Entidades Responsables de Carga a fin de fomentar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

11.1.2 Requerimientos de Potencia

(a) La CRE establece dos requerimientos regulatorios:

(i) Requisitos mínimos para obtener Potencia. Todas las Entidades Responsables de Carga (Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el Generador de Intermediación) estarán obligadas a comprar una cantidad de Potencia que corresponde a los Centros de Carga que representan. Dicho requisito será

establecido por la CRE como una función de la demanda de cada Entidad Responsable de Carga en cada zona de Potencia. El CENACE será responsable de calcular el valor de la obligación específica de cada Entidad Responsable de Carga, con base en los requisitos emitidos por la CRE.

(ii) Requisitos para contratar Potencia a futuro. Todos los Suministradores deben celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para fijar los términos de la compra de Potencia a lo largo de un periodo futuro determinado, en términos de los requisitos emitidos por la CRE.

(b) Las Entidades Responsables de Carga cumplirán con su obligación de obtener Potencia exclusivamente a través del Mercado para el Balance de Potencia y/o a través de Contratos de Cobertura Eléctrica para Potencia reportados al CENACE.

(c) Las Entidades Responsable de Carga que tengan una obligación de contratar Potencia que cubra un periodo futuro determinado (específicamente, los Suministradores), podrán cumplir esta obligación mediante Contratos de Cobertura Eléctrica negociados bilateralmente o mediante contratos obtenidos en las subastas para el Suministro Básico. En el caso de los Suministradores de Servicios Básicos, dichos requisitos sólo se podrán atender mediante su participación en las subastas para el Suministro Básico y mediante las Centrales Externas Legadas y Contratos Legados para el Suministro Básico que se les asignen.

(d) A través del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE coordinará transacciones de Potencia para el año inmediato anterior y liquidará los pagos de Potencia que corresponden a dichas transacciones.

11.1.3 Zonas de Potencia

(a) Cada zona de Potencia consiste de un conjunto específico de NodosP que están interconectados directamente entre ellos.

(b) Las zonas de Potencia sólo se definirán donde haya una necesidad de generación local. Por lo tanto, es posible que diversos NodosP no pertenezcan a ninguna zona de Potencia, sino que solamente se consideren dentro del Mercado para el Balance de Potencia para el sistema interconectado completo a que pertenece.

(c) El CENACE propondrá a la CRE las zonas de Potencia con anterioridad a cada año. El cálculo de las zonas de Potencia se basará en los valores pronosticados de demanda y capacidad de generación para el año siguiente, con base en el "Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas".

(d) Sólo se establecerán zonas de Potencia en las partes del Sistema Eléctrico Nacional en las que la demanda local, capacidad de generación local y capacidad de transmisión resulten en un requerimiento específico para fuentes de generación ubicadas en dicha zona. Los Manuales de Prácticas de Mercado definirán la metodología para la creación y eliminación de zonas de Potencia.

(e) Una zona de Potencia puede ser un subconjunto de otra zona de Potencia.

11.1.4 Definición de capacidad, potencia y Potencia

(a) La potencia (con "p" minúscula) se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado.

(b) La Potencia se refiere a un producto comercial que los Generadores pueden ofrecer para su venta, mediante el cual adquieren la obligación de asegurar la Disponibilidad de Producción Física y ofrecer la energía correspondiente al Mercado de Energía de Corto Plazo.

(c) La capacidad se refiere a la cantidad de potencia (en MW) que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable es físicamente capaz de producir o dejar de consumir. 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 diseñada para producir o dejar de consumir. La Capacidad Instalada se verificará por la CRE.

(ii) La Capacidad Entregada se refiere a la cantidad de potencia que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las horas críticas de un año dado. Dicha cantidad se calculará por el CENACE después de cada año en los términos de estas Bases del Mercado y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.

(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.

(d) Para ofrecer Potencia al Mercado para el Balance de Potencia, los Generadores y los representantes de los Recursos de Demanda Controlable se someterán a la verificación de la Capacidad Instalada por parte de la CRE y a las pruebas aleatorias que conduzca el CENACE.

(e) En caso de vender Potencia mediante Contratos de Cobertura Eléctrica, un Participante del Mercado adquiere una obligación para producir la Capacidad Entregada correspondiente; en caso de no producirla ni obtener Potencia de otra fuente, se sujetará a las sanciones aplicables por concepto del incumplimiento de obligaciones de Potencia.

11.1.5 Capacidad Entregada. La cantidad de Capacidad Entregada de cada Unidad de Central Eléctrica se definirá de acuerdo con los siguientes criterios:

(a) La Capacidad Entregada de cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable se calculará anualmente.

(b) La Capacidad Entregada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso 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 Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable Garantizado en cada año:

(i) La Disponibilidad de Producción Física se basará en la disponibilidad de generación promediada en las 100 horas críticas del sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente, las cuales se determinarán al terminar cada año, en los siguientes términos:

(A) Para los años 2016 y 2017, las 100 horas críticas serán las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente.

(B) Para el año 2018 en adelante, las 100 horas críticas serán las 100 horas de menores reservas totales de generación en el sistema interconectado o zona de Potencia 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 interconectado y zona de Potencia. 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 disponibles ante la instrucción de despacho del CENACE, más la generación real de las Centrales Eléctricas intermitentes. Para calcular la disponibilidad total de generación en cada zona de Potencia, se considerará sólo las Centrales Eléctricas ubicadas dentro de la zona, y se les sumará la capacidad disponible de importación del resto del Sistema Eléctrico Nacional.

(II) Asimismo, para cada hora del año, el CENACE calculará la demanda firme en cada sistema interconectado y zona de Potencia, definida como la demanda total observada menos las capacidades máximas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real más la cantidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados que el CENACE despachó para su activación. Para calcular la demanda firme en cada zona de Potencia, se considerarán sólo los Centros de Carga ubicados dentro de la zona.

(III) Por último, el CENACE calculará las reservas totales de generación en cada hora en cada sistema y zona de Potencia, siendo esto la disponibilidad total de generación menos la demanda firme.

(IV) El CENACE hará públicos sus cálculos y pronósticos de las reservas totales de generación para cada hora en cada sistema y zona de Potencia, así como sus componentes, y toda la demás información que permita verificar los cálculos históricos o pronosticar los valores futuros de

las 100 horas críticas, a partir del año 2016. Los pronósticos serán de carácter informativo.

(C) Para efectos del cálculo de la Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizados en cada año:

(I) Se excluirá cualquiera de las 100 horas críticas en el año que ocurriese más de 14 días antes de la fecha en que, en el año anterior, ocurrió la primera de las 100 horas críticas de dicho año.

(II) Se excluirá cualquiera de las 100 horas críticas en el año que ocurriese más de 14 días después de la fecha en que, en el año anterior, ocurrió la última de las 100 horas críticas de dicho año.

(III) Para efectos de identificar las horas críticas a excluir del cálculo de disponibilidad de un año dado, se considerarán todas las horas críticas del año anterior, incluyendo las que hayan sido excluidas del cálculo de disponibilidad en dicho año.

(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 estado disponible para generar la energía ofrecida ante la instrucción del CENACE, promediadas en las 100 horas críticas en el sistema interconectado correspondiente durante el año anterior. Adicionalmente:

(A) La Disponibilidad de Producción Física incluirá la capacidad de producción que no esté disponible en una hora dada si la Unidad de Central Eléctrica se encontró en una salida de mantenimiento que haya sido reprogramada, a solicitud del CENACE, en un periodo distinto al que esta hubiere sido autorizada originalmente por el CENACE.

(B) Para cada Unidad de Central Eléctrica, se excluirán del cálculo de la disponibilidad promedio cualquier hora en la cual la Unidad de Central Eléctrica se encontró en una salida completa por mantenimiento que fue aprobada por el CENACE y dicha hora representa la tercera hora crítica, o subsecuente, que ocurra en un día natural.

(iii) La Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas intermitentes se basará en la generación real promediada en las 100 horas críticas en el sistema interconectado correspondiente durante el año anterior.

(iv) Para efectos de lo anterior, las Centrales Eléctricas deberán designarse como firmes o intermitentes durante el proceso de registro, de acuerdo con los criterios establecidos en las Reglas del Mercado aplicables al registro de activos.

(v) Para efectos del cálculo de la Disponibilidad de Producción Física, las Centrales Eléctricas Firmes con energía limitada se evaluarán bajo los mismos criterios que las Centrales Eléctricas intermitentes, siempre y cuando la restricción de energía limitada se requiere gestionar en un ciclo diario, semanal o mensual.

(vi) La Disponibilidad de Producción Física de los recursos firmes de energía limitada, cuando la restricción de energía limitada se gestiona en un ciclo estacional, anual o multianual, se basarán en los mismos criterios que las demás Centrales Eléctricas firmes, 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 tomará en cuenta la necesidad de mantener la disponibilidad de dicha energía en las horas críticas del sistema.

(vii) En todos los casos, la Disponibilidad de Producción Física se refiere a la capacidad de generación neta, en condiciones del sitio, durante la hora crítica en cuestión.

(viii) Las Centrales Eléctricas que operan en modalidad de Abasto Aislado podrán acreditar la Disponibilidad de Producción Física durante las horas que se encuentren interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional. La CRE emitirá los requisitos de adquisición de Potencia que corresponden a los Centros de Carga de Abasto Aislado.

(ix) La Disponibilidad de Producción Física de los Recursos de Demanda Controlable se calculará en los siguientes términos:

(A) Cuando un Recurso de Demanda Controlable se despache 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, una reducción en las obligaciones de Potencia de la Entidad Responsable de Carga que lo represente. No se requiere registrar un Centro de Carga como Recurso de Demanda Controlable Garantizado para realizar la reducción de demanda y beneficiarse de las reducciones en obligaciones de Potencia.

(B) Por otra parte, el CENACE calculará la Disponibilidad de Producción Física de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados que no fueron despachados, con base en la disponibilidad de Demanda Controlable histórica promediada en las 100 horas críticas en el sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente durante el año anterior. Para cada hora, dicha Disponibilidad de Producción Física se calculará como la cantidad de ofertas de compra sensible al precio que los Recursos de Demanda Controlable Garantizados ofrezcan en el Mercado de Tiempo Real, menos las ofertas de compra sensibles al precio que hayan recibido una instrucción de despacho del CENACE.

(C) La Disponibilidad de Producción Física sólo se calculará para los Recursos de Demanda Controlable que se comprometen a ofrecer la reducción de demanda a lo largo del año. El cálculo de Disponibilidad de Producción Física sólo se aplicará a partir de la fecha en que Dichos Centros de Carga se registren registrarse con el estatus de Recursos de Demanda Controlable Garantizados.

(x) El CENACE supervisará el desempeño real y reducirá la Disponibilidad de Producción Física de Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizados que no cumplan con los requisitos de desempeño establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Para tal efecto:

(A) El CENACE podrá emitir instrucciones de despacho a las Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizados, 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 las garantías de suficiencia de ingresos correspondientes cuando cumplan estas instrucciones.

(B) Las instrucciones de prueba a que se refiere el inciso anterior se realizarán en los términos previstos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(C) En caso de que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizado no demuestre la capacidad ofrecida, ya sea mediante una prueba específica o el despacho normal, el CENACE reducirá su Disponibilidad de Producción Física hasta la cantidad que haya producido efectivamente. La Disponibilidad de Producción Física calculada para el año se reducirá por el 10% de la capacidad ofrecida que no haya estado disponible en cada prueba. Asimismo, el CENACE reportará dichos resultados a la CRE, la cual podrá reducir la Capacidad Instalada del recurso por una temporalidad mayor o de forma permanente.

(D) Los Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía deberán asegurar que las Centrales Eléctricas correspondientes se sometan a las instrucciones de prueba que emita el CENACE. Las liquidaciones del Mercado Eléctrico relacionadas con dichas pruebas se realizarán entre el CENACE y los Generadores que representan a dichas Centrales en el Mercado Eléctrico, en los términos de las Reglas del Mercado.

(d) 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 de Mercado. Para dichos efectos:

(i) El cálculo se basará en las horas críticas del sistema o de la zona de potencia, bajo condiciones simuladas de disponibilidad normal de la red.

(ii) Cuando la Disponibilidad de Entrega Física de un punto de interconexión o un conjunto de puntos sea menor al total de las Disponibilidades de Producción Física en cada punto o grupo de puntos, la Disponibilidad de Entrega Física se asignará 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.

(iv) Para acreditar Disponibilidad de Entrega Física para Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero, debe cumplirse una de las siguientes condiciones:

(A) El Generador demuestre que no exista la infraestructura requerida para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo, por lo que únicamente se puede interconectar directamente al Sistema Eléctrico Nacional. Se considerará que existe la infraestructura requerida cuando la interconexión se puede lograr a través de maniobras u obras dentro de una subestación y sus cercanías.

(B) El Generador presente compromisos vinculantes por parte de la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo y los reguladores jurisdiccionales, que garanticen la continuidad de la exportación a México asociada con la disponibilidad de entrega física, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme.

(C) El CENACE, con la autorización de la CRE, celebre un convenio con la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo y los reguladores jurisdiccionales, que garantice la continuidad de las exportaciones a México asociadas con los compromisos contractuales de Potencia, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme.

Cuando una Unidad de Central Eléctrica tenga la posibilidad de interconectarse a un sistema eléctrico foráneo y no se presenten los compromisos de continuidad de exportación a que se refiere el apartado (B) anterior o el convenio a que se refiere el apartado (C) anterior, se considerará que la exportación a México se interrumpirá cuando sea conveniente para el sistema eléctrico foráneo. Dichas Centrales Eléctricas sólo podrán ofrecer Potencia contingente al sistema extranjero, el cual es un producto de calidad inferior a la Potencia que se comercializa en el Mercado para el Balance de Potencia. Sólo el CENACE podrá comprar la Potencia contingente al sistema extranjero, cuando se requiera para la Confiabilidad o en caso de emergencia, con fundamento en el artículo 135 de la Ley, en los términos que defina la CRE.

(e) La CRE verificará la Capacidad Instalada de cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable. La Capacidad Instalada no tiene impacto en el cálculo de la Capacidad Entregada en cada año.

(f) 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.

(g) Los demás aspectos de las metodologías necesarias para cálculo de capacidades y Potencia, se definirán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

11.1.6 Cálculo del requisito de Potencia

(a) La Secretaría establecerá la política de Confiabilidad y, para dichos fines, determinará:

(i) El límite superior aceptable de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional.

(ii) El valor de la energía no suministrada.

(iii) El valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el valor de energía no suministrada y el costo de capacidad de la tecnología de generación de referencia.

(iv) Valores indicativos de las reservas de planeación mínimas y valores indicativos de las reservas eficientes de planeación en cada sistema interconectado en cada año.

(b) El CENACE determinará la tecnología de generación de referencia, la cual será la fuente marginal de nueva Potencia que sea replicable a gran escala y que minimice los costos netos de generación y capacidad en el largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional. Esta determinación será sujeta a aprobación de la CRE.

(c) El CENACE realizará los estudios técnicos a fin de calcular, para cada zona de Potencia,

los requerimientos específicos para contar con Capacidad Instalada en Centrales Eléctricas ubicadas dentro de dicha zona de Potencia, a fin de alcanzar los niveles de Confiabilidad establecidos en la política. Los resultados de estos estudios serán sujetos a aprobación de la CRE, de forma previa a su uso en la determinación del Precio neto de Potencia del Mercado para el Balance de Potencia.

(d) La CRE establecerá los Criterios de Confiabilidad en el Código de Red, tomando en cuenta la política de Confiabilidad emitida por la Secretaría y los estudios técnicos del CENACE.

(i) La CRE fijará los requisitos de reservas de planeación que se requieren para alcanzar el límite superior aceptable de la probabilidad de demanda no suministrada determinada por la Secretaría. Los requisitos de reservas de planeación serán establecidos como un valor fijo para cada sistema interconectado.

(ii) La CRE establecerá una función que determine los requisitos de Potencia de las Entidades Responsables de Carga. Si los requisitos de reservas de planeación se basan en valores de Capacidad Instalada para ciertas Centrales Eléctricas, los requisitos de Potencia deberán tomar en

cuenta que dicho producto corresponde a la Capacidad Entregada de cada central, la cual será menor o igual a la Capacidad Instalada.

(iii) Adicionalmente, la CRE establecerá una función que determine el nivel eficiente de Potencia de las Entidades Responsables de Carga.

(iv) Con el apoyo técnico del CENACE, la CRE podrá establecer que un porcentaje dado del requisito de Potencia que se derive de Centros de Carga ubicados en zonas de Potencia, sea satisfecho con Potencia de Centrales Eléctricas instaladas en la misma zona de Potencia.

(v) A partir de los requisitos establecidos por la CRE, el CENACE calculará las obligaciones específicas de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga.

11.1.7 Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generadores Exentos

(a) En los procesos de medición y liquidaciones de las Centrales Eléctricas que se consideren Generación Distribuida, cuando éstas operan en sistemas de Abasto Aislado y utilizan la medición de la energía neta entregada o recibida, se realizarán los estimados correspondientes de generación y consumo por separado. Los Manuales de Prácticas de Mercado relativos a esos procesos de estimación podrán establecer excepciones a lo establecido en la Base 11.1.5(c), para efectos del cálculo de la Disponibilidad de Producción Física para estas Centrales Eléctricas.

(b) Los Suministradores de Servicios Básicos están obligados a pagar a los Generadores Exentos que representan por la Potencia que estos produzcan, de acuerdo con las contraprestaciones que defina la CRE, mientras que los Suministradores de Servicios Calificados podrán pactar libremente el precio que pagarán por la Potencia de los Generadores Exentos que representan. Las cantidades y los precios pagados por los Suministradores a los Generadores Exentos no serán del conocimiento del CENACE y no constituyen un insumo para el Mercado para el Balance de Potencia.

11.2 Operación del Mercado para el Balance de Potencia

11.2.1 El cierre del Mercado para el Balance de Potencia se llevará a cabo en los primeros dos meses después del final de cada año, cuando estén disponibles los datos anuales validados de demanda, generación y disponibilidad.

11.2.2 El Mercado para el Balance de Potencia se operará de forma independiente para cada sistema interconectado, sin abarcar los pequeños sistemas eléctricos. Específicamente, se operará un Mercado para el Balance de Potencia individual para 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.

11.2.3 El Mercado para el Balance de Potencia se operará de forma independiente para cada zona de Potencia. Cuando una zona es un subconjunto de una zona diferente o de un sistema interconectado, el precio pagado a recursos ubicados en la zona subconjunto será el mayor entre el precio que se calcula para dicha zona y el precio que se calcula para la zona o sistema que la abarca.

11.2.4 Reporte de cantidades a excluir del Mercado para el Balance de Potencia

(a) Con anterioridad a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE calculará y publicará las obligaciones de Potencia de cada Participante del Mercado y la Capacidad Entregada de cada Generador.

(b) A menos que los Participantes del Mercado informen al CENACE de una Transacción Bilateral de Potencia entre ellos, el CENACE:

(i) Registrará una oferta de venta de toda la Capacidad Entregada de cada Generador.

(ii) Registrará una oferta de compra de todas las obligaciones de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga.

(c) Con anterioridad a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, los participantes podrán informar al CENACE de los Contratos de Cobertura Eléctrica que hayan celebrado a fin de transferir Potencia entre ellos. Dicho informe debe realizarse mediante el mecanismo de Transacción Bilateral de Potencia en el cual las dos partes confirmen la cantidad de Potencia a transferir entre ellos, mas no el precio. Con ello, ambas partes aceptarán que:

(i) El CENACE reduzca la oferta de compra de la Entidad Responsable de Carga en una cantidad igual a la cantidad reportada, hasta que la oferta de compra sea igual a cero.

(ii) Si una Entidad Responsable de Carga recibe Potencia en exceso de sus obligaciones vía Transacciones Bilaterales de Potencia, el CENACE le registrará una oferta de venta de toda la Potencia excedente.

(iii) El CENACE reducirá la oferta de venta del Generador en una cantidad igual a la cantidad reportada, hasta que la oferta de venta sea igual a cero.

(iv) Si un Generador enajena Potencia en exceso de su Capacidad Entregada vía Transacciones Bilaterales de Potencia, el CENACE registrará una oferta de compra de toda la Potencia faltante.

(v) Cuando un Generador enajena Potencia en exceso de su Capacidad Entregada vía Transacciones Bilaterales de Potencia, toma responsabilidad de las obligaciones de Potencia establecidas por la CRE.

(d) Antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia, cada Entidad Responsable de Carga y Generador deberá contar con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir las ofertas de compra calculadas en términos del inciso (c) anterior. En caso contrario, el CENACE excluirá dichas ofertas de compra del Mercado para el Balance de Potencia y la Entidad Responsable de Carga o Generador será responsable de las sanciones que la CRE, en su caso, aplique por incumplir las obligaciones de Potencia.

11.2.5 Curva de demanda del Mercado para el Balance de Potencia

(a) Con base en la demanda observada y los requisitos mínimos de potencia establecidos por la CRE, el CENACE calculará la obligación bruta de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga, considerando la ubicación de las cargas que representa en el sistema interconectado o zona de Potencia

(b) El CENACE calculará la obligación neta de Potencia en el sistema interconectado o zona de Potencia para cada Participante del Mercado:

(i) Para las Entidades Responsables de Carga, la obligación neta es igual a la obligación bruta menos la cantidad de Potencia adquirida que se reportó mediante Transacciones Bilaterales de Potencia, hasta un mínimo de cero.

(ii) Para los Generadores, la obligación neta es igual a la cantidad de Potencia faltante contraída mediante Transacciones Bilaterales de Potencia.

(iii) Cuando una Entidad Responsable de Carga o Generador no cuente con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir las ofertas de compra calculadas en términos de la Base 11.2.4(c), su obligación neta se excluirá de los demás cálculos relacionados con el Mercado para el Balance de Potencia.

(iv) El CENACE calculará la obligación neta de Potencia total en el sistema interconectado o zona de Potencia, considerando las obligaciones netas de todos los Participantes del Mercado, excepto las mencionadas en el inciso anterior.

(c) El CENACE construirá una curva de demanda de Potencia en dos segmentos: una curva de demanda obligatoria y una curva de demanda de Potencia eficiente, misma que tendrá las siguientes características:

(i) El CENACE estimará 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 la tecnología de generación de referencia bajo condiciones normales.

(ii) La curva de demanda obligatoria se anclará a un precio igual a 2 veces los costos fijos nivelados de la tecnología mencionada en el subinciso (i) anterior, en una cantidad igual a la obligación neta de Potencia total calculada por el CENACE en términos de la Base 11.2.5(b)(iv).

(iii) La curva de demanda obligatoria se extenderá horizontalmente desde el punto de obligaciones netas de Potencia a que se refiere el subinciso (ii) anterior, para todas las cantidades menores a dicho punto.

(iv) Se calculará un punto de Potencia eficiente, con precio igual a los costos fijos nivelados de la tecnología mencionada en el subinciso (i) anterior y cantidad igual al valor total del nivel eficiente de Potencia determinado por la CRE.

(v) La curva de demanda de Potencia eficiente consistirá en la línea que conecta el punto de obligaciones netas de Potencia a que se refiere el subinciso (ii) anterior, con el punto de Potencia eficiente a que se refiere el subinciso (iv) anterior, extendida hasta el punto en que el precio es igual a cero.

(vi) La curva de demanda de Potencia eficiente se extenderá horizontalmente desde el punto de precio cero a que se refiere el subinciso (v) anterior, para todas las cantidades mayores a dicho punto.

11.2.6 Curva de oferta del Mercado para el Balance de Potencia

(a) Con base en la Capacidad Entregada en el año anterior, el CENACE calculará la cantidad de oferta bruta de Potencia en el sistema interconectado o zona de potencia para cada Generador.

(b) El CENACE calculará la oferta neta de Potencia en el sistema interconectado o zona de Potencia para cada Participante del Mercado:

(i) Para los Generadores, la oferta neta es igual a la oferta bruta menos la cantidad de Potencia enajenada que se reportó mediante Transacciones Bilaterales de Potencia, hasta una cantidad de cero.

(ii) Para las Entidades Responsables de Carga, la oferta neta es igual a la cantidad de Potencia excedente causada mediante Transacciones Bilaterales de Potencia.

(c) El CENACE construirá una curva de oferta para la Potencia, como una línea vertical en la cantidad de oferta neta de Potencia.

11.2.7 Determinación del Precio de Cierre de Potencia

(a) El CENACE calculará el punto de intersección entre las curvas de oferta y demanda para determinar el precio local de Potencia en un sistema interconectado o zona de Potencia.

(b) El Precio de Cierre de Potencia en un sistema interconectado es igual al precio local de Potencia en dicho sistema.

(c) El Precio de Cierre de Potencia en una zona de Potencia es el mayor entre su precio local y el precio local de Potencia de cualquier sistema interconectado o zona de Potencia que lo abarque.

11.2.8 Determinación del Precio Neto de Potencia. El CENACE calculará y publicará el Precio Neto de Potencia para cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia, en los siguientes términos:

(a) El CENACE estimará los costos variables de la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia, 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 cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia en el año anterior. Dichos Precios Marginales Locales ponderados se basarán en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto para los NodoP del sistema

interconectado o la Zona de Potencia, y se ponderarán de acuerdo con la entrega física de energía en cada uno de estos NodoP.

(c) El CENACE identificará las 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 en cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia.

(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 en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.

(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 ponderado del Mercado del Día en Adelanto estuvo por arriba del costo variable de la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.

(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 en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.

(g) El Precio de Cierre 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 en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.

11.2.9 Cálculo de cantidades brutas y netas contratadas en el Mercado para el Balance de Potencia

(a) Todos los participantes que tengan una oferta neta de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia venderán la totalidad de la cantidad ofertada y recibirán el Precio Neto de Potencia.

(b) Mediante la intersección de oferta y demanda utilizada para calcular los Precios de Cierre de Potencia, el CENACE calculará la cantidad de Potencia adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia; esta puede ser menor a las obligaciones netas de Potencia o puede ser igual o mayor a las obligaciones netas de Potencia.

(c) En caso que la cantidad adquirida en el Mercado para el Balance de Potencia resulte menor a las obligaciones netas de Potencia, la Potencia adquirida se asignará de manera proporcional a los Participantes del Mercado que presentaron obligaciones netas de Potencia, los cuales pagarán el Precio Neto de Potencia. Cada participante tendrá una obligación incumplida, y será responsable por las sanciones que imponga la CRE.

(d) Cuando la cantidad adquirida en el Mercado para el Balance de Potencia resulte mayor o igual a las obligaciones netas de Potencia, a cada Participante del Mercado se le asignará la cantidad de obligaciones netas de Potencia que presentaron al Mercado para el Balance de Potencia, y pagarán el Precio Neto de Potencia.

(e) Cuando la cantidad adquirida en el Mercado para el Balance de Potencia rebase las obligaciones netas, la Potencia en exceso de las obligaciones será adquirida por el CENACE. El CENACE recuperará el costo de adquirir dicha Potencia mediante un cargo a todas las Entidades Responsables de Carga. Dicho cargo se aplicará en proporción a las obligaciones brutas de Potencia de cada una, sin tomar en cuenta los contratos o transacciones bilaterales que hayan celebrado.

BASE 12

Mercado de Certificados de Energías Limpias

12.1.1 El Mercado de Certificados de Energías Limpias permitirá la compraventa de un solo tipo de CEL de acuerdo con los Lineamientos para CEL.

12.1.2 Mercado de Certificados de Energías Limpias de corto plazo

(a) El CENACE operará un mercado spot de Certificados de Energías Limpias cuando menos una vez al año, o con la frecuencia que corresponde al periodo de obligación establecido por la Secretaría, si dicho periodo es diferente a un año. Además, las Disposiciones Operativas del Mercado podrán establecer una mayor frecuencia de operación cuando se requiere para que los CEL sean un instrumento líquido y que los Participantes Obligados y Generadores Limpios puedan realizar transacciones de manera informada y eficiente.

(i) 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.

(ii) Los Participantes del Mercado pueden ofrecer diferentes precios para diferentes bloques de Certificados de Energías Limpias de los que sean titulares.

(iii) Los Participantes del Mercado podrán presentar ofertas para comprar Certificados de Energías Limpias a cualquier precio.

(iv) Los Participantes del Mercado podrán ofrecer diferentes precios para diferentes conjuntos de Certificados de Energías Limpias que deseen comprar.

(v) En cada ocasión que se opera el mercado spot de Certificados de Energías Limpias, el CENACE aceptará ofertas durante un periodo que se establezca en las Disposiciones Operativas del Mercado. Terminado este periodo, el CENACE calculará el precio de equilibrio tal que la cantidad total de ofertas de venta con precio menor o igual al precio de equilibrio sea igual a la cantidad total de ofertas de compra con precio mayor o igual al precio de equilibrio. En caso de un rango de precios cumpla este criterio, se tomará el punto medio del rango.

(vi) A cada oferta de venta con precio estrictamente menor al precio de equilibrio y a cada oferta de compra con precio estrictamente mayor al precio de equilibrio, se le asignará la cantidad total de CEL incluida en sus ofertas. A las ofertas con precio igual al precio de equilibrio, se le asignará la cantidad de CEL de manera proporcional a sus cantidades ofertadas, según se requiere para balancear la cantidad comprada con la cantidad vendida.

(vii) El CENACE notificará a la CRE 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.

(b) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer la operación más frecuente del Mercado de Certificados de Energías Limpias de corto plazo.

12.1.3 Transacciones bilaterales de CEL

(a) Cualquier persona puede comprar y vender los Certificados de Energías Limpias a través de Contratos de Cobertura Eléctrica negociados de manera independiente. Adicionalmente, los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica que incluyen CEL través de las Subastas de Largo Plazos. Para el registro de las transacciones bilaterales pactadas en dichos contratos:

(i) 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 previa aceptación del comprador.

(ii) El CENACE no participará en la liquidación financiera de las transacciones bilaterales de los Certificados de Energías Limpias.

(iii) Para poder llevarse a cabo las transacciones bilaterales de Certificados de Energías Limpias, dichas transacciones deberán estar registradas en el Sistema de Registro Gestión y Retiro de Certificados de Energías Limpias de la CRE y haberse sujetado al proceso que establezca la CRE para su expedición gestión y retiro, y la transacción deberá estar registrada en dicha plataforma. Es responsabilidad de las partes a la transacción bilateral realizar el registro correspondiente.

BASE 13

Derechos Financieros de Transmisión

13.1 Naturaleza y características

13.1.1 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 de los Precios Marginales Locales en dos NodosP: un nodo de origen y un nodo de destino.

13.1.2 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.

13.1.3 Los Derechos Financieros de Transmisión no otorgan el derecho físico de usar el sistema de transmisión.

13.1.4 Los Derechos Financieros de Transmisión serán transferibles, sujeto a los requerimientos de garantías establecidos en las Reglas del Mercado correspondientes.

13.1.5 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).

13.1.6 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.

13.1.7 Los Derechos Financieros de Transmisión:

- (a) Estarán balanceados: la cantidad evaluada en el nodo de origen será siempre igual a la cantidad evaluada en el nodo de destino.
- (b) No incluyen el costo marginal de las pérdidas.
- (c) No incluyen cargos de acceso a la transmisión (tarifas reguladas) o cargos por Servicios Conexos.

13.1.8 En caso de una reconfiguración del Sistema Eléctrico Nacional que resulte en el retiro de servicio o salida de operación de uno de los nodos utilizados en Derechos Financieros de Transmisión vigentes, el CENACE identificará otro nodo con características similares a fin de realizar las liquidaciones de los Derechos Financieros de Transmisión afectados.

13.1.9 Los Participantes del Mercado podrán estructurar Contratos de Cobertura Eléctrica que generen los mismos derechos y obligaciones que los Derechos Financieros de Transmisión emitidos por el CENACE, sin que dichos contratos se sujeten a los procedimientos para Derechos Financieros de Transmisión establecidos en las Reglas del Mercado.

13.1.10 Los Derechos Financieros de Transmisión contratados bilateralmente (sin la intervención del CENACE) pueden tener períodos de vigencia acordados entre las partes.

13.1.11 Los Derechos Financieros de Transmisión deben especificar los siguientes parámetros:

- (a) Nodo de origen y nodo de destino.
- (b) 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) Periodo de vigencia.
 - (i) Los Derechos Financieros de Transmisión Legados estarán 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, o bien,
 - (D) por un periodo de 3 años.
- (d) Bloques de Tiempo: Los Derechos Financieros de Transmisión se definirán para los siguientes bloques de tiempo, salvo que 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.

13.1.12 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.

13.1.13 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.

13.2 Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFT Legados)

13.2.1 Disposiciones generales

(a) Los DFT Legados se asignarán exclusivamente a:

(i) titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley; y,

(ii) Suministradores de Servicios Básicos.

(b) Los DFT Legados únicamente serán asignados hasta la cantidad físicamente factible en el Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014.

(c) Los DFT Legados se calcularán para cada año entre 2016 y 2035, determinando las cantidades y vigencias específicas de cada uno.

(d) El CENACE calculará los DFT Legados asignables para cada Participante del Mercado elegible basado en su uso histórico de la red y, con base en ese cálculo y la configuración del Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014, determinará la cantidad de DFT Legados factibles para ese Participante del Mercado. Los cálculos correspondientes se realizarán conforme a lo previsto en las Bases 13.2.4 y 13.2.5 en el caso de los Suministradores de Servicios Básicos y en las Bases 13.2.3 y 13.2.5 en el caso de los titulares de Contratos de Interconexión Legados y convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, siendo aplicables a estos últimos lo previsto en esas Bases para titulares de Contratos de Interconexión Legados.

(e) El CENACE comunicará a los Participantes del Mercado elegibles la cantidad y las características de los DFT Legados factibles a los que tengan derecho para que manifiesten su voluntad para recibirlos o rechazarlos.

(f) Los titulares de Contratos de Interconexión Legados tienen el derecho de convertir sus Contratos de Interconexión Legados a contratos regulados por las Reglas del Mercado. Únicamente los titulares de Contratos de Interconexión Legados que ejerzan esta opción de conversión, podrán ser titulares de DFT Legados. Sin embargo, la cantidad de DFT Legados se calculará para todos los titulares de Contratos de Interconexión Legados, incluyendo aquellos que no opten por convertir sus contratos.

(g) Los DFT Legados para los titulares de Contratos de Interconexión Legados que no conviertan sus contratos serán asignados al Generador de Intermediación hasta que los titulares decidan convertir sus Contratos de Interconexión Legados o hasta que venzan. Asimismo, se asignarán al Generador de Intermediación los DFT Legados que correspondan a un titular de Contrato de Interconexión Legado que ejerza su opción de regresar a dichos términos después de haberse convertido al régimen de la Ley. Esta asignación cumplirá cuatro objetivos:

(i) Asegurar que la correspondiente disponibilidad de DFT Legados factibles no sea asignada a otros Participantes del Mercado 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 la Ley.

(iii) Permitir explícitamente la 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 a nuevos contratos de interconexión regidos por la Ley.

(iv) Asignar al Generador de Intermediación los ingresos obtenidos a partir de estos DFT Legados, los cuales serán utilizados para cubrir el costo que origine el mantenimiento de las condiciones de los Contratos de Interconexión Legados.

(h) Para efectos de la asignación de los DFT Legados, sólo se considerarán los Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyeran el servicio de transmisión al 12 de agosto de 2014. Los demás titulares de Contratos de Interconexión Legados podrán recibir DFT cuando realicen aportaciones para la expansión de las redes completada con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley, en los términos previstos en la Base 13.4.

13.2.2 Recepción o rechazo de DFT Legados

(a) En el momento de la conversión a los nuevos contratos de interconexión, los titulares de Contratos de Interconexión Legados pueden elegir entre recibir, sin costo, sus DFT Legados factibles o rechazarlos. Al trasladar un subconjunto de sus Centros de Carga a nuevos contratos de conexión en los términos de la Ley, los titulares de los Contratos de Interconexión Legados podrán optar por adquirir o rechazar el porcentaje correspondiente de DFT Legados factibles.

(b) No se reconfigurarán los DFT Legados a fin de otorgar un Derecho Financiero de Transmisión con nodo de origen o nodo de destino distintos a lo determinado en los términos de esta Base 13.2.

(c) Los titulares de Contratos de Interconexión Legados que hayan convertido sus contratos y hayan elegido recibir los DFT Legados factibles correspondientes podrán rechazar la asignación en cualquier momento comunicándolo por escrito al CENACE.

(d) Los Suministradores de Servicios Básicos recibirán los DFT Legados factibles que les corresponda en tanto no manifiesten expresamente su voluntad de rechazarlos.

(e) Los Participantes del Mercado sólo pueden aceptar o rechazar la totalidad de DFT Legados factibles que les sea asignada, con excepción de la aceptación porcentual a que se refiere el inciso (a) que antecede.

(f) Los DFT Legados serán asignados con montos específicos que corresponden a cada temporada y cada año. Por lo tanto, los DFT Legados asignados se reducirán automáticamente en el tiempo de acuerdo con la expiración de los Contratos de Interconexión Legados originales y los Contratos Legados para el Suministro Básico.

(g) Una vez rechazados los Derechos Financieros de Transmisión no se pueden recuperar en el futuro.

(h) Se establecerá una cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados a fin de poder administrar los DFT Legados factibles rechazados por los Participantes del Mercado. Las reducciones a que se refiere el inciso (f) anterior no se consideran Derechos Financieros de Transmisión rechazados.

(i) La cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión 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.

13.2.3 Cálculo de DFT Legados asignables para titulares de Contratos de Interconexión Legados

(a) El siguiente proceso se llevará a cabo de manera separada por cada uno de los bloques de tiempo definidos en la Base 13.1.11(d), de manera separada por cada temporada en los términos de la Base 13.1.11(c) y de manera separada por cada año en el periodo de uso.

(b) 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. Para efectos de lo anterior:

(i) En caso de que una Central Eléctrica incluida en un Contrato de Interconexión Legado no tenga historial de generación que abarque el periodo antes señalado, se utilizarán los estimados de generación incluidos en el Permiso o solicitud de correspondiente, para cada bloque de tiempo.

(ii) En el caso de las energías renovables, se utilizará un periodo de hasta 10 años completos de historial, a partir del 12 de agosto de 2004 o a partir del día 12 de agosto inmediatamente después de la operación comercial de la Central Eléctrica, el que haya ocurrido más tarde.

(iii) En caso de los permisos de importación, los valores históricos de energía importada al amparo de cada Contrato de Interconexión Legado se utilizarán en lugar de los valores históricos de generación.

(iv) En caso de que, durante la temporada y año bajo estudio, un Contrato de Interconexión Legado ya no sea vigente, las Centrales Eléctricas incluidas en los contratos se excluirán del cálculo de la generación promedio para dicha temporada y año.

(c) 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. La suma de estos valores, calculada por separado para cada contrato, es el consumo total promedio. Para efectos de lo anterior:

(i) Cuando un Centro de Carga se incluya en más de un Contrato de Interconexión Legado, o bien, en un Contrato de Interconexión Legado y un contrato de suministro básico, el consumo promedio de dicho Centro de Carga se repartirá entre los contratos en proporción a la demanda del Centro de Carga designada en cada contrato.

(ii) Cuando, a la fecha de la asignación de los DFT Legados, un Centro de Carga no haya iniciado su suministro a través del Contrato de Interconexión Legado, dicho Centro de Carga se tratará como parte del consumo de la persona que lo suministre

en la fecha de asignación. Cuando el Centro de Carga inicie su suministro a través del Contrato de Interconexión Legado, el CENACE realizará el recálculo considerado en la Base 13.2.6.

(iii) Sólo se otorgarán DFT Legados asociados con los Centros de Carga en territorio nacional. Por lo tanto, no se otorgarán Derechos Financieros de Transmisión asociados con las actividades de exportación.

(iv) Para los Centros de Carga amparados por un Contrato de Interconexión Legado que contiene un banco de energía, el consumo promedio a utilizarse para cada bloque de tiempo y cada temporada será:

(A) el consumo total en dicho Centro de Carga entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, considerando todos los bloques de tiempo y todas las temporadas,

(B) dividido por la generación total en las Centrales Eléctricas incluidas en el mismo contrato entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, considerando todos los bloques de tiempo y todas las temporadas, y

(C) multiplicado por la generación total en las Centrales Eléctricas incluidas en el mismo contrato entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, considerando sólo el bloque de tiempo y temporada correspondientes.

(v) En caso de que, durante la temporada y año bajo estudio, un Contrato de Interconexión Legado ya no sea vigente, los Centros de Carga incluidos en los contratos se excluirán del cálculo del consumo promedio para dicha temporada y año.

(d) La cantidad de DFT Legados asignables a cada Contrato de Interconexión Legado es la que resulte menor entre la generación total promedio y el consumo total promedio.

(e) La generación promedio en cada Central Eléctrica calculada en términos del inciso (b) que antecede, 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 para el origen de los Derechos Financieros de Transmisión para cada Contrato de Interconexión Legado.

(f) 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.

(g) Los DFT Legados asignables para cada Contrato de Interconexión Legado contienen la cantidad de DFT Legados que se definen en el inciso (d) que antecede, con origen en el NodoP distribuido asignable que se define en el inciso (e) anterior y con destino en el NodoP distribuido asignable que se define en el inciso (f) anterior.

13.2.4 Cálculo de DFT Legados asignables para Suministradores de Servicios Básicos

(a) Se utilizará el procedimiento descrito en la Base 13.2.3 pero aplicándolo a los Suministradores de Servicios Básicos en lugar de a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y con las variaciones previstas en esta Base 13.2.4.

(b) 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.

(i) En caso que la Secretaría haya determinado que, durante la temporada y año bajo estudio, algunas Centrales Eléctricas no se incluyan en los Contratos Legados para el Suministro Básico, dichas Centrales Eléctricas se excluirán del cálculo de la generación promedio para dicha temporada y año.

(ii) En caso de que, durante la temporada y año bajo estudio, algún Contrato de Central Externa Legada no esté vigente, las Unidades de Central Eléctrica correspondientes se excluirán del cálculo de la generación promedio para dicha temporada y año.

(c) 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, excepto la que, al 11 de agosto de 2014, haya estado incluida en algún Contrato de Interconexión Legado.

(d) En caso de que hubiera más de un Suministrador de Servicios Básicos:

(i) El cálculo de la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión asignables se realizará tomando en cuenta todos los Suministradores de Servicios Básicos; la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión asignables a cada Suministrador de Servicios Básicos 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 sólo incluirá los NodosP de las Centrales Eléctricas relacionados con el Suministrador a través de un Contrato Legado.

(iv) El NodoP distribuido asignable para el punto de destino del Derecho Financiero de Transmisión se calculará individualmente para cada Suministrador de Servicios Básicos, 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.

13.2.5 Cálculo de DFT Legados factibles

(a) El siguiente proceso se llevará a cabo de manera separada por cada uno de los bloques de tiempo definidos en la Base 13.1.11(d), de manera separada por cada temporada en los términos de la Base 13.1.11(c) y de manera separada por cada año en el periodo de uso.

(i) Se preparará un modelo de red que represente las instalaciones existentes en el

Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014. Para el análisis de cada bloque de tiempo y cada temporada, el modelo representará la configuración de dichos elementos que corresponda a cada bloque de tiempo y temporada.

(ii) Para cada DFT Legado asignable, se calculará un vector de generación asignable como el producto de la cantidad de los DFT Legados asignables por los factores de ponderación para los buses del Generador que comprende el NodoP Distribuido asignable para el punto de origen del DFT Legado. El vector de la generación total asignable es la suma de los vectores de generación asignable asociados con todos de los DFT Legados asignables.

(iii) Por cada DFT Legado asignable, se calculará un vector de consumo asignable como el producto de la cantidad de los DFT Legados asignables por el factor de ponderación para los nodos de carga que comprende el NodoP Distribuido asignable para el punto de destino del DFT Legado. El vector de consumo total asignable es la suma de los vectores de consumo asignables asociados con todos los DFT Legados asignables.

(b) Con el fin de calcular el vector de generación total factible y el vector de consumo total factible, se debe resolver un problema de optimización:

(i) La optimización determinará el valor óptimo de cada elemento del vector de generación total factible y cada elemento del vector de consumo total factible.

(ii) Cada elemento del vector de generación total factible deberá ser mayor o igual a cero, y menor o igual al elemento correspondiente del vector de generación total asignable.

(iii) Cada elemento del vector de consumo total factible deberá ser mayor o igual a cero, y menor o igual al elemento correspondiente del vector de consumo total asignable.

(iv) La función objetivo es la maximización de la suma de los elementos del vector compuesto de cada elemento del vector de consumo total factible.

(v) Se sujeta a la restricción de que los límites de transmisión sean respetados en un modelo de flujos de potencia, considerando las contingencias necesarias para representar la operación en la condición (n-1) seguro, 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. Adicionalmente, se considerarán las inyecciones y retiros en los enlaces entre el Área de Control Baja California y el sistema eléctrico del Estado de California, E.U.A., que no sean atribuibles a las importaciones y exportaciones programadas (flujos circulantes).

(vi) Se asignarán los DFT Legados factibles entre los Participantes del Mercado de la siguiente forma:

(A) El vector de consumo factible de cada Participante del Mercado se comprende de cada elemento de su vector de consumo asignable, multiplicado por el elemento correspondiente en el vector de consumo total factible dividido entre el elemento correspondiente en el vector de consumo total asignable.

(B) El vector de generación factible 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 factible dividido entre el elemento correspondiente en el vector de generación total asignable.

(C) Se sujeta a la restricción de que la suma escalar del vector de generación total factible de cada Participante del Mercado sea igual a la suma escalar de su vector de consumo total factible.

(c) Con el fin de calcular los DFT Legados factibles para cada Participante del Mercado:

(i) 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 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.

13.2.6 Permanencia y modificación de los cálculos realizados para DFT Legados

(a) La adición o retiro de Centrales Eléctricas, o la evolución de las cantidades generadas en cada una, no causará el recálculo de los DFT Legados.

(b) El vencimiento de los Contratos de Interconexión Legados, el vencimiento de los Contratos de las Centrales Externas Legadas y la terminación de la inclusión de las Centrales Eléctricas Legadas en los Contratos Legados para el Suministro Básico, se reflejarán en la asignación inicial de los DFT Legados durante cada año del periodo de uso. Por lo tanto, estos eventos no causarán el recálculo de los DFT Legados. Asimismo, los ajustes que en su caso se realicen a la vigencia de dichos contratos no causarán el recálculo de los DFT Legados.

(c) La evolución del consumo de los Centros de Carga no causarán el recálculo de los DFT Legados asignados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados o a los Suministradores de Servicios Básicos.

(d) La adición o retiro de Centros de Carga será causa de la reasignación de los DFT Legados asignados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y a los Suministradores de Servicios Básicos.

(i) El CENACE realizará mensualmente el recálculo de los DFT 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 de Servicios Básicos respectivo.

(iii) Para efectuar el recálculo de DFT Legados asignados derivado de cada retiro de Centros de Carga, 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 asignable y se multiplicará por el elemento correspondiente del vector de consumo total factible. La cantidad resultante se restará al elemento correspondiente del vector de consumo factible del titular o del Suministrador a fin de calcular un nuevo vector de consumo factible.

(iv) Para cada titular de Contrato de Interconexión Legado o Suministrador de Servicios Básicos que reporta retiros de Centros de Carga, el NodoP distribuido factible para el punto de destino del DFT Legado y la cantidad de DFT Legados será ajustada conforme al nuevo vector de consumo factible.

(v) En la evaluación de retiros de Centro de Carga, el NodoP distribuido factible para el punto de origen del DFT Legado no se ajusta.

(vi) Para efectuar el recálculo de DFT Legados derivado de cada adición de Centros de Carga, el CENACE repetirá el proceso completo para la asignación de DFT Legados, con las siguientes excepciones:

(A) Los DFT Legados asignados con anterioridad se modificarán a fin de reflejar el retiro de Centros de Carga, en los términos de los subincisos (iii), (iv) y (v) anteriores.

(B) Los DFT Legados asignados con anterioridad no se modificarán si los mismos fueron rechazados.

(C) Los DFT Legados asignados con anterioridad, modificados a fin de reflejar el retiro de Centros de Carga, se considerarán como fijos en la evaluación de la factibilidad de los DFT Legados por crearse.

(D) No se considerarán los DFT Legados otorgados mediante otros mecanismos, tales como las subastas de Derechos Financieros de Transmisión o la asignación de DFT Legados por la construcción de obras.

(vii) Cuando tenga lugar la creación o el rechazo de DFT Legados y éstos no se compensen por la asignación de DFT Legados a otro Participante del Mercado, los Derechos Financieros de Transmisión rechazados, o bien, los Derechos Financieros de Transmisión equivalentes a los Derechos Financieros de Transmisión asignados con el punto de origen y punto de destino invertidos, serán depositados en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión a que se refiere la Base 13.2.2(h).

13.3 Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

13.3.1 Después de la asignación de DFT 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 todos las Entidades Responsables de Carga.

13.3.2 Periodicidad de las subastas y períodos de vigencia

(a) En el diseño de PRIMERA ETAPA del mercado, los Derechos Financieros de Transmisión sólo serán comprados en subastas centralizadas anuales, con plazos de vigencia de un año.

(b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se introducirán subastas para Derechos Financieros de Transmisión de tres años y por temporada, así como 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.

13.3.3 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 del 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 del Mercado se establecerá un cargo por oferta.

13.3.4 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 Flujos Óptimos 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 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 del 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 del Mercado 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 oferta 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 prevista en el Derecho Financiero de Transmisión en un bloque de tiempo dado y una temporada dados. Asimismo, cada oferta debe indicar un precio de oferta por MWh de energía. 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 Derecho Financiero de Transmisión que tiene su NodoP de destino del Derecho Financiero de Transmisión que se desea vender y que tiene su NodoP de destino igual al Nodo P de origen del Derecho Financiero de Transmisión que se desea vender. Asimismo, cada oferta debe indicar un precio de oferta por MWh de energía. Cuando el Participante del Mercado posea 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 DFT 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 del Mercado, así como los Suministradores de Servicios 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 la Base 13.2.2(h) 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 excedente económico total, sujeto al requisito de factibilidad simultánea de los flujos de potencia asociados a las ofertas de compra y venta aceptadas.
- (h) Para garantizar que los Derechos Financieros de Transmisión otorgados en la subasta sean factibles simultáneamente con los otorgados con anterioridad, el software de subastas incluirá las inyecciones y retiros fijos que correspondan a los Derechos Financieros de Transmisión otorgados con anterioridad.
- (i) En cada Subasta de Derechos Financieros de Transmisión, sólo se otorgarán derechos equivalentes al 75% de la capacidad disponible del Sistema Eléctrico Nacional. Por lo anterior, las cantidades incluidas en cada oferta de compra se multiplicarán por $\frac{4}{3}$ antes de realizar la evaluación de factibilidad. Posteriormente, las cantidades que resulten de dicha optimización se multiplicarán por $\frac{3}{4}$.
- (j) El software de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión podrá incluir 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.
- (k) 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.
- (l) El precio de venta unitario 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. Como resultado de lo anterior, el precio

unitario de cada Derecho Financiero de Transmisión será menor o igual a cualquier precio de oferta por MWh de energía que haya sido aceptada.

(m) A los Participantes del Mercado que compren un Derecho Financiero de Transmisión, el CENACE les cobrará con base en el precio de venta unitario del Derecho Financiero de Transmisión que compraron; a los Participantes del Mercado se les abonará con base en el precio unitario de mercado por los Derechos Financieros de Transmisión que venden. El monto total cobrado o abonado será el producto del precio unitario del Derecho Financiero de Transmisión, la cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (MWh por hora) y el número de horas incluidas en el periodo de vigencia del Derecho Financiero de Transmisión.

(n) Los cobros por el valor total de los Derechos Financieros de Transmisión con valor positivo durante su vigencia completa serán pagaderos al CENACE dentro del ciclo normal de liquidaciones, cinco días después de terminada la subasta. Los abonos por los Derechos Financieros de Transmisión con valor negativo se realizarán por el CENACE en los estados de cuenta diarios durante su vigencia, en proporción al monto total de los Derechos Financieros de Transmisión.

(o) La liquidación de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión típicamente resultará en un residual de liquidación positivo, siempre que los DFT 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.

(p) Este residual se devolverá a los Participantes del Mercado a través de la cuenta Residual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

13.3.5 Derechos a Ingresos por Subastas

(a) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, los DFT Legados en posesión de los titulares de Contratos de Interconexión Legados que hubieran convertido sus contratos de Interconexión a las Reglas del Mercado, así como los DFT Legados en posesión de Suministradores de Servicios Básicos, se convertirán en Derecho a Ingresos por Subastas.

(b) Los DFT 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.

(c) Los DFT 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.

(d) Los Participantes del Mercado poseedores de Derechos a Ingresos por Subastas podrán pujar por los Derechos Financieros de Transmisión correspondientes a los Derechos a Ingresos por Subastas que posean.

(e) 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.

(f) Los Derechos a Ingresos por Subastas no serán vendidos a los Participantes del Mercado en la subasta; serán estrictamente un sustituto de los DFT Legados que fueron distribuidos originalmente.

13.4 FONDEO DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y LA DISTRIBUCIÓN

13.4.1 Los Participantes del Mercado y titulares de Contratos de Interconexión Legados podrán pagar por la expansión de las redes de transmisión y distribución, cuando elijan conectar Centros de Carga o interconectar Centrales Eléctricas o para mejorar la capacidad de entrega; cuando no se encuentren considerados en los programas de expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

13.4.2 Al pagar por obras asociadas con dicha expansión, quienes realicen el pago podrán recibir Derechos Financieros de Transmisión en los términos de esta Base 13.4. Estos Derechos Financieros de Transmisión tendrán vigencia a partir de la entrada en operación de las obras asociadas.

13.4.3 Los titulares de Contratos de Interconexión Legados tendrán derecho a recibir DFT Legados en función de las capacidades del Sistema Eléctrico Nacional al 12 de agosto de 2014. En caso de que hayan realizado aportaciones de las obras a la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución y dichas obras no estuvieran en servicio en la fecha mencionada, aplicará el procedimiento establecido en esta Base 13.4.

13.4.4 Los Participantes del Mercado y titulares de Contratos de Interconexión Legados que participan en el fondeo de la expansión de la transmisión y la distribución, cuando dicha expansión se haya completado con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley, 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 previamente, incluyendo los Derechos Financieros de Transmisión subastados, los DFT Legados y los Derechos Financieros de Transmisión previamente otorgados al 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 preexistentes, 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.

(e) Cuando más de un Integrante de la Industria Eléctrica haya participado en los costos de un proyecto de expansión de las redes de transmisión y distribución, los Derechos Financieros de Transmisión decrementales se asignarán de manera proporcional a su participación.

13.4.5 Los Participantes del Mercado y titulares de Contratos de Interconexión Legados que participan en el fondeo de la expansión de la transmisión y la distribución 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 previamente, incluyendo Derechos Financieros de Transmisión subastados, DFT Legados y Derechos Financieros de Transmisión previamente otorgados a Participantes del Mercado por expansiones de las redes de transmisión y distribución.

(c) Cuando más de un Integrante de la Industria Eléctrica haya participado en los costos de un proyecto de expansión de las redes de transmisión y distribución, deberán elegir un origen común y un destino común. Los Derechos Financieros de Transmisión se asignarán de manera proporcional a su participación.

(d) 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 previamente descrito mediante el incremento de inyecciones en el origen y de retiros en el destino hasta que la solución deje de ser factible.

(e) El CENACE preparará un nuevo modelo de red basado en el Sistema Eléctrico Nacional después de la instalación de nuevas obras.

(f) El CENACE calculará un modelo inicial, añadiendo al modelo calculado conforme a lo previsto en la Base 13.4.5(d) la capacidad decremental a que se refiere la Base 13.4.4(d).

(g) A partir del modelo inicial calculado conforme a lo previsto en el inciso (f) anterior, 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 multiplicado por 80% es la capacidad incremental neta.

(h) El CENACE calculará el porcentaje de la capacidad incremental neta que es atribuible a la inversión realizada por el interesado, observando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Este porcentaje, multiplicado por la capacidad incremental neta, será la capacidad incremental creada por el interesado. Se considerará que el remanente de la capacidad incremental neta es resultado de las inversiones financiadas mediante las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

(i) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados hayan recibido Derechos Financieros Legados como resultado de un Contrato de Interconexión Legado que dio lugar las obras materia de esta Base 13.4, los Derechos Financieros de Transmisión otorgados por el fondeo de la expansión consistirán de lo calculado en esta Base 13.4 menos los Derechos Financieros Legados asociados.

13.4.6 Los Derechos Financieros de Transmisión otorgados bajo estos términos tendrán una vigencia de 30 años.

BASE 14

Subastas de Mediano y Largo Plazo

14.1 Disposiciones comunes

14.1.1 Cuatro tipos de Entidades Responsables de Carga podrán participar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo:

- (a) Suministrador de Servicios Básicos.
- (b) Suministrador de Servicios Calificados.
- (c) Suministrador de Último Recurso.
- (d) Usuario Calificado Participante del Mercado.

14.1.2 La CRE establecerá requisitos para todos los Suministradores para celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica que les permitan cubrir sus necesidades esperadas. Estos requisitos cubrirán:

- (a) Energía eléctrica.
- (b) Potencia.
- (c) Certificados de Energías Limpias.

Cabe señalar que estos requisitos son distintos a los requisitos para adquirir Potencia que también corresponde establecer a la CRE.

14.1.3 Los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica 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.

14.1.4 Lineamientos generales

(a) El CENACE realizará subastas competitivas periódicas para permitir a los Suministradores de Servicios Básicos cumplir con los requisitos establecidos por la CRE.

(b) Las Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos podrán participar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo como compradores a su opción. En cualquier caso, los parámetros de las subastas se ajustarán a las necesidades de los Suministradores de Servicios Básicos.

(c) Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán las condiciones que se deberán cumplir para admitir la participación de Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos en las subastas. Dichas condiciones podrán incluir el establecimiento de una cámara de compensación, entre otras. Hasta que se cumplan dichas condiciones, sólo los Suministradores de Servicios Básicos podrán participar como compradores.

(d) Únicamente los Generadores y Participantes del Mercado que puedan identificar las Unidades de Central Eléctrica con las que planean honrar sus ofertas, podrán participar en Subastas de Mediano Plazo como vendedores de Potencia y en Subastas de Largo Plazo como vendedores de cualquier producto. Las posiciones "virtuales" solamente están permitidas para la venta de energía en las Subastas de Mediano Plazo. Todos los Participantes del Mercado podrán ofrecer para su venta energía en las Subastas de Mediano Plazo para Energía; sin embargo, en esta Base 14 se utilizará el término "Generador" para referirse a quien ofrezca vender cualquier producto en las Subastas de Mediano y Largo Plazo.

(e) Las bases de licitación y modelos de contratos a utilizarse en cada subasta se sujetarán al procedimiento de autorización que, en su caso, señalen los Manuales de Prácticas de Mercado.

(f) Las bases de licitación a utilizarse en cada subasta preverán el uso de un testigo social en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(g) Las controversias que en su caso deriven de las subastas, se resolverán en los términos de la Base 19.3.

(h) La participación en las subastas no se limita a Participantes del Mercado. Sin embargo, cualquier participante en las subastas que no sea Participante del Mercado al momento de entregar sus ofertas, deberá comprometerse a que, en caso de recibir una asignación en las subastas, se registre como Participante del Mercado a fin de dar cumplimiento a las obligaciones correspondientes.

14.1.5 Garantías de seriedad de subastas

(a) Los Generadores que presenten ofertas en las Subastas de Mediano y Largo Plazo deberán presentar garantías de seriedad con montos suficientes para asegurar el compromiso de los participantes, y que serán fijados en términos de los Manuales de Prácticas de Mercado. Estas garantías de seriedad se liberarán en caso de que la subasta se adjudique sin seleccionar la oferta en cuestión, o bien, una vez que se celebre el Contrato de Cobertura Eléctrica derivado de la oferta en cuestión.

(b) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán prever que las garantías de seriedad sean menores cuando las Centrales Eléctricas incluidas en una oferta se encuentran en operación al momento de la presentación de ofertas.

(c) A partir de la participación de Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos, las Entidades Responsables de Carga deberán presentar garantías de seriedad en los términos establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Estas garantías de seriedad se liberarán en caso de que la subasta se adjudique sin seleccionar la oferta en cuestión, o bien, una vez que se celebre el contrato de cobertura eléctrica derivada de la oferta en cuestión.

(d) El cumplimiento de las obligaciones que asuman los Participantes del Mercado en los contratos adjudicados en las Subastas de Mediano y Largo Plazo a partir de su celebración, será garantizado de acuerdo con lo previsto en las reglas aplicables a esas subastas y en los términos del contrato correspondiente, y por lo tanto, el cumplimiento de esas obligaciones no formará parte del cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada del Participante del Mercado.

14.1.6 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 siempre que se cumplan las condiciones respectivas que establezcan los Manuales de Prácticas de Mercado.

(b) Por lo anterior, los productos comprados y vendidos en las Subastas de Mediano y Largo Plazo se establecerán para satisfacer las necesidades de los Suministradores de Servicios Básicos, y quedará a elección de otras Entidades Responsables de Carga decidir si dichos productos se adaptan a sus necesidades.

(c) Las subastas se diseñarán para que la energía eléctrica, Potencia y Certificados de Energías Limpias demandados por las Entidades Responsables de Carga sean considerados como productos uniformes.

(i) 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 acuerdo con los criterios definidos en las Bases 14.2.7(d) y 14.3.12. 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.

(ii) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer cantidades mínimas de ofertas en las subastas con el objeto de evitar un número excesivo de contratos de tamaño reducido.

(iii) En caso de 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, las Entidades Responsables de Carga y los Generadores celebrarán el contrato correspondiente con dicha cámara de compensación. En dado caso, los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán los términos para la liquidación de cuentas no cobrables y los requisitos adicionales de crédito. Los contratos celebrados con anterioridad a la entrada en operación de la cámara de compensación podrán convertirse posteriormente en contratos celebrados con dicha cámara, previo el acuerdo mutuo de las partes.

(d) Las subastas hacen uso de tres tipos de zonas para diferenciar ofertas:

(i) Zonas de carga: Se utilizan en las Subastas de Mediano Plazo. Serán equiparables a los NodosP Distribuidos en los cuales los Suministradores compran energía en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real para atender a los Centros de Carga Indirectamente Modelados.

(ii) Zonas de Potencia: Se utilizan en las Subastas de Mediano y Largo Plazo, para las ofertas que contienen Potencia. Serán equiparables a las zonas utilizadas en el Mercado para el Balance de Potencia.

(iii) Zonas de generación: Se utilizan en las Subastas de Largo Plazo para las ofertas que contienen Energía Eléctrica Acumulable. Serán equiparables a las zonas utilizadas en el modelo de planeación que la Secretaría emplea para realizar el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

(e) Para efectos de lo anterior, "equiparable" significa que las zonas utilizadas en las subastas se basarán en las zonas definidas en los otros procesos mencionados, tomando en cuenta la evolución esperada en dichas zonas durante la vigencia de los contratos a celebrarse y la definición de zonas agregadas cuando sea necesario reducir el número de zonas utilizadas.

(f) Cada zona consiste de un conjunto específico de NodosP que están interconectados directamente entre ellos. Una vez adjudicados los resultados de cada subasta:

(i) La obligación de un generador para entregar energía eléctrica en una zona de carga o zona de generación se referirá a la definición de la zona vigente al momento de ejecutar dicha subasta.

(ii) La obligación de un generador para entregar Potencia en una zona de Potencia se referirá a la zona en la cual se ubica la Central Eléctrica o Centrales Eléctricas que se ofreció en la subasta, vigentes al momento de ejecutar el Mercado para el Balance de Potencia en cada año de la vigencia del contrato.

(g) Las zonas de Potencia se definirán de acuerdo con lo siguiente:

(i) Las zonas de Potencia se definirán en las bases de licitación de cada subasta, con base en el análisis técnico del CENACE.

(ii) El cálculo de las zonas de potencia se basará en las características pronosticadas del Sistema Eléctrico Nacional, con base en el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas.

(iii) Una zona de Potencia se establecerá con base en los criterios definidos en la Base referente al Mercado para el Balance de Potencia, aplicados a las características pronosticadas a que se refiere el inciso anterior.

(h) Las obligaciones de los Generadores para ofrecer al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos y de realizar ofertas basadas en costos no se aplica a las subastas. No obstante lo anterior, la CRE

monitoreará el desempeño de dichas subastas y podrá referir a la Comisión Federal de Competencia Económica cualquier caso en que se sospeche la existencia de prácticas monopólicas por parte de los generadores. En caso que la Comisión Federal de Competencia Económica determine que ha ocurrido algún acto ilícito, los contratos correspondientes se invalidarán, y las Entidades Responsables de Carga cobrarán las garantías asociadas.

14.1.7 Tipos de Subastas. Habrá dos tipos de subastas para el Suministro Básico:

(a) Subastas de mediano plazo: Su propósito es adquirir con anticipación la Potencia y energía eléctrica que será consumida por los Usuarios de Suministro Básico, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo. Lo anterior, sin perjuicio de que las otras Entidades Responsable de Carga y los Generadores participen en dichas subastas con otros objetivos.

(b) Subastas de largo plazo: Su propósito es fomentar la competitividad y estabilidad de precios en la adquisición de Potencia y CEL por los Suministradores de Servicios Básicos, y garantizar una fuente estable de pagos que contribuyan a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas Centrales Eléctricas y mantener a las existentes.

14.2 Subastas de Mediano Plazo

14.2.1 Periodicidad

(a) Las Subastas de Mediano Plazo se llevarán a cabo anualmente o, en los casos que los Manuales de Prácticas de Mercado determinen, con mayor frecuencia.

(b) Los contratos asignados a través de las Subastas de Mediano Plazo tendrán una vigencia de tres años contados a contar a partir la fecha de inicio de operación, la cual será el 1 de enero del año siguiente a aquel en el que se haya asignado el contrato correspondiente o la que señale el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

14.2.2 Definición inicial de parámetros. Los productos especificarán los siguientes parámetros.

(a) Ofertas de Potencia

(i) La zona de Potencia en la que se basa la transacción o, en caso de ofrecer Potencia que no se entregará en una de las zonas de Potencia definidas, el sistema interconectado en el que se basa la transacción.

(b) Ofertas de energía eléctrica

(i) La zona de carga en la que se basa la transacción.

(ii) El bloque de carga en el que se basa la transacción, mismos que se definen a continuación.

14.2.3 Productos ofrecidos por los Generadores

(a) Una cantidad fija de Potencia en una zona de Potencia específica o sistema interconectado específico durante cada año.

- (b) Energía para cubrir un porcentaje fijo de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en bloque de carga base en una zona de carga específica en cada hora.
- (c) Energía para cubrir un porcentaje fijo de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en bloque de carga intermedio en una zona de carga específica en cada hora.
- (d) Energía para cubrir un porcentaje fijo de la cantidad de carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en bloque de carga punta en una zona de carga específica en cada hora.

14.2.4 Parámetros incluidos en las ofertas de venta de los Generadores

- (a) Precio fijo por MW de Potencia en cada zona de Potencia específica o sistema interconectado específico.
- (b) Cantidad ofrecida de Potencia en cada zona de Potencia o sistema interconectado que se pretende vender.
- (c) Precio fijo por porcentaje de la demanda cubierta de cada producto de energía eléctrica que pretende vender (bloque de carga base, intermedia o punta en cada zona de carga específica).
- (d) Cantidad ofrecida de cada producto de energía eléctrica que pretende vender (bloque de carga base, intermedia o punta en cada zona de carga específica), expresada como un porcentaje fijo de la cantidad de carga correspondiente.
- (e) Términos que permitan al Generador realizar diferentes ofertas para vender cada uno de los productos de energía eléctrica 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:
 - (i) La cantidad máxima de energía (en MWh por hora) que ofrece vender entre todos los productos.
 - (ii) 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.
 - (iii) 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 de carga sea cero.
 - (iv) A fin de permitir la aplicación de restricciones expresadas en MW, cuando el contrato se denomina en incrementos porcentuales de la cantidad de carga en un bloque de carga en una zona de carga específica, cada Generador que desee utilizar las restricciones mencionadas en esta Base 14.2.4, deberá declarar el número de MW que considera que corresponderá a cada uno por ciento de la cantidad 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. No es necesario que guarde alguna relación con la cantidad de Potencia que ofrezca el Generador.

14.2.5 Cálculos para definir los bloques de carga

- (a) A fin de definir los bloques de carga, se establecerán dos valores fijos de referencia en MW por cada zona de carga:

(i) El umbral de carga base será el valor en MW que, en el 90% de las horas del año anterior al año en el que se entrega la energía, fue igual o menor a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga.

(ii) El umbral de carga intermedia será el valor en MW que, en el 10% de las horas en el año anterior al año en el que se entrega la energía, fue menor o igual a la demanda total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga.

(iii) Los umbrales establecidos en los subincisos (i) y (ii) anteriores se podrán modificar mediante los Manuales de Prácticas de 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.

(b) Los productos incluidos en las Subastas de Mediano Plazo se basarán en los siguientes tres cálculos de cantidad total por cada zona de carga:

(i) Cantidad de carga base total por hora: El menor de:

(A) La carga total de los Suministradores de Servicios Básicos en la zona de carga en cada hora del año.

(B) El umbral de carga base de la zona de carga.

(ii) Cantidad de carga intermedia total por hora: El menor de:

(A) 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, o cero cuando dicha diferencia es negativa.

(B) El umbral de carga intermedia menos el umbral de carga base de la zona de carga.

(iii) Cantidad 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, o cero cuando dicha diferencia es negativa.

14.2.6 Parámetros incluidos en las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga

(a) Las Entidades Responsables de Carga podrán ofrecer los siguientes parámetros:

(i) Curva de oferta de compra de Potencia en cada zona de Potencia y en cada sistema interconectado. Dicha curva se expresará mediante distintos pares de precio-cantidad.

(ii) Porcentaje que desea contratar de cada bloque de carga en cada zona de carga.

(iii) Precio máximo que está dispuesta a pagar, por cada porcentaje adquirido, en cada bloque de carga en cada zona de carga.

(b) La CRE determinará los requisitos de contratación que los Suministradores deberán cumplir.

(c) Las Entidades Responsables de Carga que no sean Suministradores de Servicios Básicos podrán determinar libremente los valores a ofrecer para compra en cada subasta, tomando en

cuenta los requisitos establecidos por la CRE, los Contratos de Cobertura Eléctrica que ya hayan celebrado y los que pudieran celebrar por fuera de las subastas.

(d) Los Suministradores de Servicios Básicos podrán determinar libremente la cantidad de Potencia y los porcentajes de sus volúmenes de carga que ofrecerán comprar en cada subasta, tomando en cuenta los requisitos establecidos por la CRE y los Contratos de Cobertura Eléctrica que ya hayan celebrado, y considerando que no pueden celebrar otros Contratos de Cobertura Eléctrica por fuera de las subastas.

(e) La CRE establecerá precios máximos que ofrecerán los Suministradores de Servicios Básicos. Dichos precios máximos podrán expresarse como curvas de demanda para Potencia, así como precios máximos para cada producto de energía eléctrica incluido en las subastas.

14.2.7 Evaluación de ofertas

(a) Las ofertas para Potencia y para energía de base, intermedia 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 la cantidad total de energía en diferentes zonas de carga y en diferentes bloques que está dispuesto a comprar o vender.

(b) El problema de optimización se resolverá mediante programación lineal. La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total, sujeta a las siguientes restricciones:

(i) Ninguna Entidad Responsable de Carga comprará una cantidad de algún producto (Potencia en una zona de Potencia o un sistema interconectado, o bien, energía en el bloque de carga base, intermedia o punta en una zona de carga específica) mayor a la cantidad que ofreció comprar.

(ii) Ningún Generador venda una cantidad de algún producto (Potencia en una zona de Potencia o un sistema interconectado, o bien, energía en el bloque de carga base, intermedia o punta en una zona de carga específica) mayor a la cantidad que ofreció vender, donde dichos productos se expresan como porcentaje de la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos.

(iii) Ningún generador venda una cantidad total de productos (energía total; energía total en una zona de carga o energía total en un bloque de carga) mayor a la cantidad que ofreció vender, donde las cantidades ofrecidas en MWh se conviertan en un porcentaje de la demanda de los Suministradores de Servicios Básicos con base en los parámetros de la oferta del Generador.

(iv) La cantidad comprada de cada producto sea igual a la cantidad vendida de cada producto. Para estos efectos, la cantidad de Potencia comprada en cada sistema interconectado debe ser igual a la cantidad de Potencia vendida en el sistema interconectado, más la cantidad de Potencia vendida en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado, menos la cantidad de Potencia comprada en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado.

(c) El precio sombra de la restricción establecida en la Base 14.2.7(b)(iv) relativa a cada producto, determinará el precio de mercado pagado y recibido para todas las unidades de dicho producto.

(d) 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 de cada producto.

14.2.8 Entrega de productos contratados

(a) Inmediatamente después de la operación de cada día, cada Generador y Entidad Responsable de Carga deberán programar una Transacción Bilateral Financiera en el Mercado de Tiempo Real a través del CENACE, mediante la cual se transfiere a la Entidad Responsable de Carga correspondiente la propiedad de la energía eléctrica entregada en la zona de carga correspondiente.

(b) Las transacciones de Potencia se programarán mediante Transacciones Bilaterales de Potencia antes de la operación del Mercado para el Balance de Potencia del año respectivo.

(c) En caso de requerirse correcciones en las cantidades registradas, dichas correcciones se reflejarán mediante una Transacción Bilateral Financiera a procesarse en los ciclos de liquidación y facturación subsecuentes que realice el CENACE.

14.3 Subastas de Largo Plazo

14.3.1 Periodicidad. Las Subastas de Largo Plazo se llevarán a cabo anualmente o, en los casos que así lo determinen los Manuales de Prácticas de Mercado, con otra periodicidad. Para estos efectos:

(a) La periodicidad regular de las Subastas de Largo Plazo se establecerá a fin de coordinar la recepción de ofertas con la emisión de requisitos para adquirir Certificados de Energías Limpias y con la planeación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

(b) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán prever la realización de Subastas de Largo Plazo adicionales, con la finalidad de coordinar la recepción de ofertas con los procesos de planeación y ejecución de la infraestructura de transporte de combustibles.

(c) La Secretaría podrá solicitar al CENACE llevar a cabo Subastas de Largo Plazo adicionales, a fin de coordinar la recepción de ofertas con la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional.

(d) En todo momento las subastas se atenderán a lo previsto en esta Base 14.

14.3.2 Fecha de operación comercial

(a) La convocatoria correspondiente establecerá una fecha de operación comercial estándar para los contratos que se pretende adjudicar en la Subasta de Largo Plazo que corresponderá al primero de enero del tercer año calendario siguiente a la fecha de

convocatoria. Por ejemplo, para una subasta convocada en noviembre de 2015 la fecha de operación comercial estándar será el primero de enero de 2018. Como excepción a lo anterior, si la fecha de recepción de ofertas de la subasta ocurre en el año posterior al inicio de la subasta, la fecha de inicio estándar será dos años posteriores a la fecha de recepción.

(b) Con el objeto de permitir cierto margen para el desarrollo de los proyectos y la construcción de las obras asociadas a los contratos que sean adjudicados a través de las Subastas de Largo Plazo, quienes presenten ofertas podrán especificar una fecha de operación comercial distinta a la fecha de operación comercial estándar considerada en la convocatoria correspondiente, sujeto a las condiciones siguientes:

(i) La fecha de operación comercial ofertada deberá señalarse en forma inequívoca como parte de la documentación presentada en la oferta correspondiente.

(ii) La fecha de operación comercial ofertada podrá ser hasta un año antes o dos años después de la fecha de operación comercial estándar.

(iii) En caso de que la fecha de operación comercial ofertada sea previa a la fecha de inicio del otorgamiento y requerimientos de CEL, los contratos respectivos no incluirán obligaciones contractuales para entregar CEL, ni para realizar los pagos asociados, en el periodo previo a esta última fecha. Para efectos de valorar los CEL por separado, se estará a lo establecido en la Base 14.3.13.

(iv) Se considerará que una fecha de operación comercial ofertada es regular cuando se encuentre dentro de un rango de seis meses antes o después de la fecha de operación comercial estándar. Las demás fechas de operación comercial ofertadas se considerarán irregulares.

(c) En caso de un retraso atribuible al incumplimiento por parte de las autoridades, los Transportistas o Distribuidores, se permitirá a los Generadores ajustar su fecha de inicio ofertada. Dichos ajustes sólo se permitirán cuando el retraso impida directamente que las Centrales Eléctricas inicien sus operaciones, y sólo hasta la duración del retraso. Para estos efectos:

(i) Se permitirá el ajuste en caso de retrasos en la entrada en operación de elementos de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución que se requieran para la entrega de los productos objeto de las subastas. Para calcular el retraso, se partirá de las fechas programadas en el "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional" vigente al momento de la recepción de ofertas de la subasta.

(ii) No se permitirá el ajuste en caso de retrasos en obras de transmisión de las cuales los Generadores sean responsables por el proyecto.

(iii) Se permitirá el ajuste en caso de que una autoridad incumpla los plazos de respuesta requeridos por la normatividad vigente, respecto a un acto requerido para operar las Centrales Eléctricas. Para estos efectos, el ajuste será igual a la duración del incumplimiento.

(iv) No se permitirá el ajuste en caso de retrasos en los demás actos que son responsabilidad del Generador, o en caso de sobrecostos para su realización.

14.3.3 Vigencia de los contratos

(a) Los contratos adjudicados a través de Subastas de Largo Plazo establecerán obligaciones con las siguientes vigencias a partir de la fecha de operación comercial que se haya pactado en el contrato:

(i) Cualquier obligación de Potencia o Energía Eléctrica Acumulable tendrá una duración de 15 años.

(ii) Cualquier obligación de CEL tendrá una duración de 20 años.

14.3.4 Definición inicial de parámetros

(a) Las ofertas de Energía Eléctrica Acumulable deberán especificar la zona de generación en la que la energía se entregará.

(b) Los Certificados de Energías Limpias no deberán especificar la zona de entrega. Los CEL son productos uniformes.

(c) Las ofertas de Potencia deberán especificar el sistema interconectado en el que la Potencia se entregará. Adicionalmente, en caso que la CRE declare requisitos de adquisición de Potencia en zonas de Potencia específicas, las ofertas de Potencia deberán especificar la zona de Potencia en la que se entregará.

14.3.5 Definición y uso de la Energía Eléctrica Acumulable

(a) La Energía Eléctrica Acumulable tiene tres objetivos:

(i) Diferenciar la energía eléctrica que se produzca en horas y en ubicaciones de valor distinto, de tal manera que las Entidades Responsables de Carga paguen precios que correspondan al valor real del producto entregado por cada Generador.

(ii) Permitir a los Generadores con fuentes limpias intermitentes pronosticar los ingresos esperados asociados con sus proyectos, reduciendo su exposición a la volatilidad de los precios de los mercados de corto plazo, a fin de reducir el costo de financiamiento de los proyectos de generación.

(iii) Asignar a los Generadores con fuentes limpias intermitentes la responsabilidad de pronosticar la generación de sus proyectos, creando incentivos para que estos utilicen pronósticos realistas y evitando la necesidad de que las autoridades auditen dichos pronósticos.

(b) Bajo el esquema de Energía Eléctrica Acumulable, las Entidades Responsables de Carga pagarán a los Generadores por una cantidad total (MWh) de Energía Eléctrica Acumulable entregada en cada año. En caso que la cantidad total de Energía Eléctrica Acumulable producida por un Generador en un año sea diferente al monto contratado, las partes realizarán un pago de reconciliación para liquidar el valor de esta diferencia.

(c) Dado que las Entidades Responsables de Carga se comprometerán a comprar la producción de una Central Eléctrica, las ofertas de Energía Eléctrica Acumulable deberán asociarse con una o varias Centrales Eléctricas específicas. El Generador debe identificar un porcentaje fijo de la producción de cada Central Eléctrica que se dedicará a cada oferta realizada en la subasta. Solamente las Centrales Eléctricas que sean elegibles para recibir Certificados de Energías Limpias durante toda la vigencia del compromiso de Energía Eléctrica Acumulable podrán ser la fuente de la Energía Eléctrica Acumulable. La cantidad de Energía Eléctrica Acumulable ofrecida en MWh no

podrá rebasar la cantidad de Certificados de Energías Limpias que estas Centrales Eléctricas serán elegibles para recibir.

(d) La Energía Eléctrica Acumulable se podrá entregar en cualquier hora de cada año. Para cada MWh entregado, se realizará un pago de ajuste a fin de reflejar el valor relativo de la energía eléctrica entregada en cada hora. Esta metodología de ajuste se aplicará como se describe a continuación:

(i) Con anterioridad a la realización de cada Subasta de Largo Plazo, se calculará un vector de factores de ajuste, individualmente para cada zona de generación, para cada hora del día promedio en cada mes de cada año incluido en la subasta.

(A) Cada factor de ajuste se calculará como el Precio Marginal Local esperado en la zona de generación y horas correspondientes, menos el Precio Marginal Local esperado en la misma zona de generación en promedio durante cada mes de cada año.

(B) La Secretaría usará el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas o la actualización del mismo con información más reciente como base para estimar los precios marginales locales considerados en el punto anterior.

(C) En las primeras Subastas de Largo Plazo, la Secretaría calculará el vector de factores de ajustes con base en los Precios Marginales Locales pronosticados. Posteriormente, la Secretaría proporcionará dichos pronósticos al CENACE a fin de realizar dichos cálculos.

(D) Los factores de ajustes utilizados en una subasta dada se respetarán sin cambios durante la vigencia de los contratos que derivan de la misma. Los factores de ajuste se podrán actualizar para su uso en subastas subsecuentes.

(ii) Inmediatamente después de la operación de cada día, cada Generador y Entidad Responsable de Carga deberán programar una Transacción Bilateral Financiera en el Mercado de Tiempo Real a través del CENACE, mediante la cual se transfiere a la Entidad Responsable de Carga correspondiente la propiedad de la energía eléctrica entregada en el punto de interconexión de la Central Eléctrica. Para efectos de lo anterior, no se programarán Transacciones Bilaterales Financieras en horas cuando el Precio Marginal Local en el punto de interconexión haya sido negativo en tiempo real.

(iii) La energía eléctrica transferida por el Generador a la Entidad Responsable de Carga en cada hora en los términos del inciso anterior se considerará la Energía Eléctrica Acumulable producida.

(iv) El pago de ajuste será igual a la cantidad de energía eléctrica producida en cada hora, multiplicada por el factor de ajuste correspondiente, sumado sobre todas las horas de un periodo dado.

(v) Al final de cada año contractual, se comparará el total de Energía Eléctrica Acumulable producida con el total de Energía Eléctrica Acumulable contratada, y se efectuará un pago de reconciliación para liquidar el valor de cualquier diferencia.

- (A) En caso que el Generador haya producido menos Energía Eléctrica Acumulable que el monto contratado, se tiene una cantidad de generación deficiente.
- (B) En caso que el Generador haya producido más Energía Eléctrica Acumulable que el monto contratado, se tiene una cantidad de generación excedente.
- (C) Para la liquidación de una cantidad de generación deficiente, el Generador pagará a la Entidad Responsable de Carga el Precio Marginal Local promedio del Mercado de Tiempo Real, a lo largo del año, en el punto de interconexión correspondiente.
- (D) Para la liquidación de una cantidad de generación excedente, el Generador devolverá a la Entidad Responsable de Carga el valor promedio del pago de ajuste realizado en el año, y la Entidad Responsable de Carga pagará al Generador el Precio Marginal Local promedio del Mercado de Tiempo Real, ponderado de acuerdo con las horas Energía Eléctrica Acumulable producida a lo largo del año, en el punto de interconexión correspondiente.
- (e) El esquema de Energía Eléctrica Acumulable está orientado a los Generadores con fuentes limpias intermitentes. No obstante, los Generadores con fuentes limpias firmes podrán ofrecer Energía Eléctrica Acumulable, sujeto a las excepciones al esquema de pagos de ajuste para fuentes firmes que se establezcan en los Manuales de Prácticas de Mercado. Dichas excepciones tendrán el fin de asegurar que las fuentes firmes tengan incentivos para despacharse de forma eficiente.
- (f) La Energía Eléctrica Acumulable se adquiere por el Suministrador de Servicios Básicos en el punto de interconexión de cada Central Eléctrica incluida en un contrato resultado de las subastas. A fin de permitir una comparación equitativa entre las ofertas realizadas en diferentes ubicaciones se realizarán los siguientes ajustes durante el proceso de subasta:
- (i) El CENACE, con base en el "Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas" emitido por la Secretaría, publicará mediante el Sistema de Información del Mercado la diferencia esperada entre el Precio Marginal Local de energía eléctrica (incluyendo los componentes de congestión y pérdidas) en cada zona de generación y en el Sistema Eléctrico Nacional, ambos en valor nivelado durante el plazo considerado en la subasta. La publicación inicial se realizará a más tardar en el día de emisión de las bases de licitación o su equivalente, y en caso de requerir actualizaciones, los valores finales se publicarán antes de la fecha de recepción de las ofertas correspondientes, en los términos del Manual de Prácticas del Mercado.
- (ii) En cada subasta, cada Generador ofrecerá el precio que requiere recibir por un paquete de productos que incluye una cantidad de Energía Eléctrica Acumulable entregada en el punto de interconexión que corresponda a la Central Eléctrica o Centrales Eléctricas usadas para dicha oferta.
- (iii) Para realizar la evaluación de ofertas en cada subasta, el CENACE ajustará el precio ofertado por el Generador, sumando a ello el valor esperado de la diferencia de los precios pronosticados por la Secretaría para la zona de generación en la cual se hace la oferta. Esta oferta ajustada será la que se utilice en la evaluación de cada oferta.
- (iv) El precio ajustado se utilizará únicamente para propósitos de la evaluación. Si se acepta la oferta, se pagará el precio como se ofertó.

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

- (a) Una cantidad fija de Potencia en una zona de Potencia específica o un sistema interconectado específico expresada en MW, durante cada año de los primeros 15 años del contrato; y/o
- (b) Una cantidad de Energía Eléctrica Acumulable en una zona de generación específica, expresada en MWh por año, durante cada año de los primeros 15 años del contrato; y/o
- (c) Una cantidad fija de Certificados de Energías Limpias, expresada en CEL por año, durante cada año de los 20 años correspondientes del contrato.

14.3.7 Adicionalmente, los Generadores deberán establecer los siguientes parámetros en cada oferta de paquetes de productos:

- (a) La fecha de inicio ofertada.
- (b) En caso de ofrecer Potencia, la zona de potencia de la Central Eléctrica o Centrales Eléctricas que proveerán dicha Potencia. Se descartarán ofertas que incluyan más que una zona de Potencia.
- (c) En caso de ofrecer Energía Eléctrica Acumulable, las Centrales Eléctricas específicas que producirán la energía, y el porcentaje exacto de la producción de cada central que se dedicará a la Energía Eléctrica Acumulable.
- (d) En caso de ofrecer Energía Eléctrica Acumulable, la zona de generación de la Central Eléctrica o Centrales Eléctricas que proveerán dicha energía. Se descartarán ofertas que incluyan más que una zona de generación.
- (e) En caso de ofrecer Energía Eléctrica Acumulable, el estatus de prelación que tenga para la interconexión de la Central Eléctrica o Centrales Eléctricas que proveerán dicha energía.
- (f) Una oferta económica, la cual debe contener un precio fijo por paquete por año durante los primeros 15 años del contrato.

14.3.8 Cada oferta de un Generador puede condicionarse a la aceptación de otra oferta del mismo Generador. En particular, un Generador puede realizar una oferta asociada con el tamaño mínimo de un proyecto, y otras ofertas para incrementos sucesivos de su tamaño, donde cada oferta se condiciona a la aceptación de la oferta anterior. Asimismo, los Manuales de Prácticas de Mercado podrán permitir el uso de ofertas mutuamente excluyentes.

14.3.9 Parámetros incluidos en las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga

- (a) Las Entidades Responsables de Carga podrán incluir los siguientes parámetros:
 - (i) cantidad de Potencia (en MW por año por 15 años) que desea contratar en cada sistema interconectado específico y en cada zona de Potencia específica;

- (ii) precio máximo que está dispuesta a pagar por cada MW de Potencia en cada sistema interconectado específico y en cada zona de Potencia específica;
 - (iii) cantidad de Energía Eléctrica Acumulable (en MWh por año por 15 años) que desea contratar;
 - (iv) precio máximo que está dispuesta a pagar por cada MWh de Energía Eléctrica Acumulable;
 - (v) cantidad de Certificados de Energías Limpias (en CEL por año por 20 años) que desea contratar;
 - (vi) Precio máximo que está dispuesta a pagar por cada CEL; y,
 - (vii) Porcentaje máximo de cada producto que está dispuesta a comprar a ofertas con fechas de inicio ofertadas irregulares antes de la fecha de inicio estándar, y porcentaje máximo de cada producto que está dispuesta a comprar a ofertas con fechas de inicio ofertadas irregulares después de la fecha de inicio estándar.
- (b) Las Entidades Responsables de Carga podrán especificar más de una oferta por el mismo producto, con precios diferentes.
- (c) Los Suministradores de Servicios Básicos realizarán ofertas por las cantidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energías Limpias en los siguientes términos:
- (i) La CRE determinará los requisitos de contratación que los Suministradores deberán cumplir.
 - (ii) Los Suministradores de Servicios Básicos podrán determinar libremente las cantidades de cada producto a comprar en cada subasta, tomando en cuenta los requisitos establecidos por la CRE y los Contratos de Cobertura Eléctrica que ya haya celebrado, y considerando que no puede celebrar otros Contratos de Cobertura Eléctrica por fuera de las subastas.
 - (iii) La CRE podrá establecer los precios máximos que ofrecerán los Suministradores de Servicios Básicos, para cada producto incluido en las subastas.
- (d) Las Entidades Responsables de Carga que no sean Suministradores de Servicios Básicos podrán realizar ofertas para adquirir una porción del mismo portafolio de productos requerido por los Suministradores de Servicios Básicos. Específicamente:
- (i) Las cantidades demandadas de cada uno de los productos deberán corresponder a un porcentaje constante de las cantidades demandadas de cada producto por los Suministradores de Servicios Básicos. Para estos efectos, estas Entidades Responsables de Carga sólo deben ofrecer, en su caso, comprar una cantidad de CEL; la cantidad ofrecida de Potencia y Energía Eléctrica Acumulable se calculará por el CENACE de manera proporcional.
 - (ii) No deben entregar precios de oferta; se utilizarán los mismos precios ofrecidos por los Suministradores de Servicios Básicos.

14.3.10 Precalificación de ofertas

- (a) Con anterioridad de la evaluación de ofertas, el CENACE verificará los siguientes parámetros:

- (i) A todos los participantes: que estén legalmente constituidos y que sus representantes legales cuenten con las facultades necesarias para representarlos.
 - (ii) A todos los participantes: que tengan la capacidad financiera para llevar a cabo el proyecto.
 - (iii) A todos los participantes: que hayan presentado los instrumentos de crédito requeridos.
 - (iv) A todos los Generadores: que las zonas de Potencia y zonas de generación ofrecidas correspondan al punto de interconexión de las centrales consideradas en la oferta.
 - (v) A todos los Generadores: que las Centrales Eléctricas incluidas en la oferta cuenten o contarán con la Capacidad Instalada requerida para producir los productos ofrecidos, y que dichos productos no se hayan comprometido mediante otros Contratos de Cobertura Eléctrica.
 - (vi) A los Generadores que ofrezcan Potencia: que las Centrales Eléctricas incluidas en la oferta tengan cuando menos 15 años de vida útil remanente a partir del inicio del contrato, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (b) Los Generadores deberán solicitar la precalificación con anterioridad a la fecha de recepción de ofertas, a fin de hacer las correcciones y aclaraciones que correspondan.
 - (c) El CENACE evaluará las solicitudes de precalificación en un periodo de 10 días hábiles, previo el pago de los montos señalados en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
 - (d) En cada periodo de 10 días hábiles, el CENACE deberá dictaminar en positivo o en negativo, o bien, señalar la información complementaria que el Generador deberá entregar para completar el proceso de precalificación. En este último caso, la entrega de información adicional dará lugar a un nuevo periodo de 10 días hábiles para que el CENACE emita el resultado de la precalificación.
 - (e) Los Generadores podrán solicitar la intervención de la CRE en caso de existir controversia respecto de un dictamen no favorable o una solicitud de información complementaria. La CRE podrá emitir una resolución de carácter vinculatorio que obliga al CENACE a proceder a la evaluación y emisión de un dictamen con la información que se haya presentado, o bien a emitir un dictamen favorable.
 - (f) Solamente las ofertas de los Generadores que haya obtenido una precalificación favorable se aceptarán en las subastas. A fin de aplicar los resultados de una precalificación, la información proporcionada por el solicitante deberá ser idéntica a la que se incluya en su oferta en las subastas.

14.3.11 Evaluación de ofertas

- (a) Las ofertas se evaluarán mediante una optimización mediante un problema de programación de enteros mixtos.
- (b) Las restricciones son:
 - (i) La decisión de seleccionar cada paquete de productos es binaria (sí o no).
 - (ii) Se respetarán los condicionamientos de ofertas en la aceptación de otras ofertas y las ofertas mutuamente excluyentes, en términos de la Base 14.3.8.

(iii) La cantidad total comprada de cada producto es igual a la suma de las cantidades de dicho producto incluidas en los paquetes de productos que fueron seleccionados.

(iv) La cantidad de Energía Eléctrica Acumulable comprada en zonas de generación específicas a Centrales Eléctricas sin prelación calificada se someterá a límites de disponibilidad de transmisión. Para tal efecto:

(A) El CENACE sólo definirá límites de disponibilidad de transmisión para las zonas de generación que tengan restricciones relevantes, en términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(B) El CENACE calculará y publicará los límites de disponibilidad de transmisión para las distintas zonas de generación, con anterioridad al inicio de la subasta.

(C) El cálculo de los límites de disponibilidad de transmisión se basará en las capacidades actuales o futuras de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, de acuerdo con los programas respectivos y las obras a realizarse a costa de los interesados, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(D) Las Centrales Eléctricas con prelación son aquellas que cumplan cualquiera de los supuestos siguientes:

(I) estén incluidas en un Contrato de Interconexión,

(II) puedan incluirse en Contratos de Interconexión Legados y cuyo representante tenga derecho a prelación al amparo de la Ley del Servicio

Público de Energía Eléctrica, en los términos de la Ley y de los criterios que se establezcan en las Manuales de Prácticas de Mercado, o

(III) aquellas cuyos representantes hayan cumplido los requerimientos para obtener prelación en el proceso de interconexión al amparo de la Ley. Para estos efectos, la prelación se establece en los términos de las Reglas del Mercado en materia de interconexión de Centrales Eléctricas, o en su defecto, en los términos de los criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga.

(E) El CENACE evaluará todas las Centrales Eléctricas con prelación que se presenten en el proceso de pre-calificación, a fin de determinar cuáles tienen prelación calificada. La prelación calificada se refiere a las Centrales Eléctricas que cumplen todos y cada uno de los supuestos siguientes:

(I) tengan prelación en los términos del subinciso (D) anterior,

(II) debido al nivel específico de su prelación, se encuentren dentro de las primeras Centrales Eléctricas hasta que se ocupe la totalidad del límite de disponibilidad de transmisión para la zona de generación correspondiente, y

(III) cumplan con los demás requisitos establecidos en los Manuales de Prácticas del Mercado relativos al estado de avance del proyecto de Central Eléctrica.

(F) Los límites sobre la cantidad de Energía Eléctrica Acumulable comprada en cada zona de generación a Centrales Eléctricas sin prelación calificada se calcularán en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado, tomando en cuenta los límites de disponibilidad de transmisión, la demanda esperada y la generación esperada de las Centrales Eléctricas existentes o con prelación calificada.

(v) No se incluirán límites adicionales sobre la oferta de Potencia en sistemas eléctricos específicos o en zonas de Potencia específicas, dado que las necesidades específicas de Potencia se representarán mediante las ofertas de compra.

(vi) Se respetarán los porcentajes máximos por establecerse en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado, de cada producto que se podrá comprar a ofertas con fechas de inicio ofertadas irregulares.

(vii) La cantidad vendida de cada producto será igual o menor a la cantidad demandada de dicho producto.

(viii) La cantidad total comprada de cada producto debe ser igual o mayor a la cantidad total vendida de dicho producto. Para estos efectos, la cantidad de Potencia comprada en cada sistema interconectado debe ser igual o mayor a la cantidad de Potencia vendida en el sistema interconectado, más la cantidad de Potencia vendida en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado, menos la cantidad de Potencia comprada en las zonas de Potencia contenidas en dicho sistema interconectado.

(c) La función objetivo es la Maximización del Excedente Económico Total, es decir, la cantidad vendida de cada producto multiplicada por el precio máximo de compra ofertada para dicho producto, menos la cantidad de cada paquete de productos comprados multiplicada por el precio de oferta para dicho paquete. Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer ajustes a esta función objetivo con la finalidad de agregar elasticidad a la oferta de compra.

(d) A fin de aumentar el nivel de competencia en las Subastas de Largo Plazo, los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer que la recepción de ofertas y cálculo de resultados se realicen en un proceso iterativo, sujeto a la reducción de precios de ofertas en cada iteración hasta determinar un resultado final.

14.3.12 Asignación de Contratos

(a) La asignación de contratos entre Generadores y Entidades Responsables de Carga, de manera directa o a través de la Cámara de Compensación, se realiza después de la subasta, por lo que no tiene impacto sobre la decisión de las cantidades a comprarse a cada paquete de productos.

(b) Cada paquete de productos ofrecido por un Generador se puede dividir, de tal forma que resulte en diferentes contratos con diferentes compradores. Cabe destacar que la misma proporción de productos se incluirá en cada contrato que se deriva de un paquete de productos ofrecido en particular. Los únicos aspectos que varían en los diferentes contratos son la Entidad Responsable de Carga que actúa como comprador, y el porcentaje del paquete de productos completo que se incluye en el contrato.

(c) Cada paquete de productos seleccionado se asignará entre las Entidades Responsables de Carga, de manera proporcional a las cantidades de CEL que, en su caso, ofrecieron comprar. Por lo tanto:

(i) el derecho y obligación a adquirir los productos incluidos en cada paquete se asignará entre las Entidades Responsables de Cargas de manera proporcional; y,

(ii) el costo de cada paquete se asignará entre las Entidades Responsables de Cargas de manera proporcional.

(d) Se generará un contrato entre cada Generador y cada Entidad Responsable de Carga, de manera directa o a través de la Cámara de Compensación.

14.3.13 Determinación de precios y proceso de liquidación

(a) El precio de oferta de cada paquete de productos será el precio pagado y recibido para dicho paquete de productos durante los primeros 15 años de los contratos.

(b) Para los contratos que incluyen CEL, se calculará un precio específico para su pago en los últimos 5 años, de acuerdo con el siguiente procedimiento para cada contrato:

(i) El precio de oferta por cada paquete de productos se dividirá por la suma de (P veces la cantidad de Potencia en MW por año incluida en el paquete, más E veces la cantidad de Energía Eléctrica Acumulable en MWh por año incluida en el paquete, más C veces la cantidad de CEL por año incluida en el paquete).

(ii) El monto calculado en el inciso anterior se multiplicará por C.

(iii) Los valores de P, E y C se definirán en los Manuales de Prácticas de Mercado, a fin de representar el valor relativo de cada producto bajo las condiciones observadas o esperadas.

(c) El CENACE mantendrá un registro de los Participantes del Mercado que han adquirido Posiciones Largas y Posiciones Cortas en cada tipo de contrato.

(d) Los Generadores y Entidades Responsables de Carga deberán registrar las posiciones contenidas en estos contratos de forma automática como Transacciones Bilaterales Financieras o Transacciones Bilaterales de Potencia a fin de incluirlas en las liquidaciones correspondientes.

14.3.14 Especificaciones de los contratos

(a) Cuando las Centrales Eléctricas incluidas en las subastas son de nueva construcción, los contratos respectivos incluirán:

(i) Requerimientos a los Generadores para la emisión de informes sobre sus procesos de construcción hasta la fecha de entrada en operación de las Centrales Eléctricas.

(ii) Hitos de construcción que las Centrales Eléctricas deberán alcanzar en periodos específicos.

(iii) Criterios para que la Entidad Responsable de Carga exija el aumento de garantías o rescinda los contratos en caso de que las Centrales Eléctricas no alcancen los hitos

de construcción. Para estos efectos, podrán establecer que las acciones tomadas por la Entidad Responsable de Carga que haya comprado la mayor parte de los productos, surtan efectos sobre los contratos de otras Entidades Responsables de Carga.

(iv) Cláusulas de Fuerza Mayor.

(v) Solución de controversias.

(vi) Los demás que se definan en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(b) La Potencia se refiere al producto definido en la Base 11. Los contratos de Potencia se reflejarán como transferencias en el Mercado para el Balance de Potencia. En caso de no entregar las cantidades pactadas, los Generadores asumirán la obligación de adquisición de la Potencia correspondiente que, en los términos que defina la CRE, correspondía originalmente a la Entidad Responsable de Carga.

(c) La Energía Eléctrica Acumulable se liquidará en los términos de la Base 14.3.13. Para los contratos que incluyen Energía Eléctrica Acumulable:

(i) Los puntos de interconexión y otras características de las Centrales Eléctricas ofrecidas en la subasta podrán ajustarse con anterioridad al inicio de la vigencia del contrato, siempre y cuando dichos puntos de interconexión permanezcan en la zona utilizada para la evaluación de las subastas.

(ii) Con anterioridad al inicio de la vigencia del contrato, el Generador debe identificar las Centrales Eléctricas específicas que producirán la Energía Eléctrica Acumulable, y el porcentaje exacto de la producción de cada central que se dedicará a la Energía Eléctrica Acumulable. Dichos porcentajes se usarán para determinar las cantidades entregadas en cada hora bajo los términos del contrato.

(iii) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán definir términos para que, con posterioridad al inicio de la vigencia del contrato, los Generadores puedan incrementar el porcentaje de la producción de cada Central Eléctrica dedicado a la Energía Eléctrica Acumulable e incluir nuevas Centrales Eléctricas en la misma zona sin afectar el precio que haya resultado de la subasta. Dichos términos incluirán restricciones a fin de limitar el ejercicio de esta opción a casos en que la capacidad incluida en el contrato haya resultado insuficiente para cumplir las obligaciones de la misma.

(d) Los CEL se refieren al producto definido en la Ley y en los lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición. Los Generadores podrán elegir diferir la entrega a las Entidades Responsable de Carga de hasta el 12% de la cantidad de CEL contratadas para cada año, hasta por dos años. La cantidad de CEL que se difiera se incrementará un 5% por cada año hasta su entrega. En caso de no entregar las cantidades pactadas menos las cantidades diferidas, los Generadores asumirán la obligación de entrega de los CEL correspondientes ante la CRE.

(e) 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 Registro, Gestión y Retiro de Certificados de Energías Limpias que la CRE establezca, 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 y, subsecuentemente, no cuenten con Certificados de Energías Limpias adecuados para cumplir la obligación de entrega.

(f) Los contratos que resulten de las subastas estipularán que los precios resultantes de la subasta se ajusten por los siguientes factores:

(i) Durante el primer año calendario a partir de la fecha de inicio estándar asociada con cada subasta, se aplicará un ajuste único que refleja la inflación y/o la evolución en tipos de cambio que corresponde al periodo entre la fecha de aceptación de ofertas y la fecha de inicio estándar.

(ii) Durante cada año subsecuente, se aplicará un ajuste anual que refleja la inflación y/o la evolución en tipos de cambio desde el año anterior.

(iii) Los ajustes a que se refieren los incisos anteriores se acumularán entre periodos.

(iv) Las fórmulas e índices utilizados para el cálculo de los factores de ajuste utilizadas se definirán en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

14.3.15 Factores relacionados con el uso de Centrales Eléctricas en las Subastas de Largo Plazo

(a) En caso de la rescisión de un contrato por incumplimiento del Generador, las Entidades Responsables de Carga tendrán derecho a recibir la totalidad de la Potencia, energía eléctrica y CEL que produzcan las Centrales Eléctricas incluidas en el contrato al momento de la rescisión, pagando una contraprestación que corresponde al precio originalmente contratado. La recepción de dichos productos se registrarán como Transacciones Bilaterales Financieras de energía, Transacciones Bilaterales de Potencia o el equivalente en el Sistema de Registro, Gestión y Retiro de CEL que establezca la CRE, sin requerir la aprobación de cualquier Generador.

(b) No obstante los requisitos de Capacidad Instalada en Centrales Eléctricas específicas, una vez vigente el contrato, no se requiere que la Potencia o Certificados de Energías Limpias incluidos en los contratos de cobertura eléctrica se generen por las Centrales Eléctricas identificadas en la oferta; se permite la sustitución libre de fuentes para estos productos, sin que la Potencia se pueda sustituir por Potencia ubicada en una zona de Potencia distinta.

(c) Cuando la fecha de inicio ofertada no corresponde al primer día de un año dado, las cantidades de productos comprometidos en el primer año y en el último año del contrato se ajustarán de acuerdo con lo siguiente:

(i) La obligación de entrega de Potencia se determinará al cierre de estos años; la cantidad de la obligación en dichos años será la cantidad ofrecida, multiplicada por el número de horas críticas del sistema que ocurrieran durante la vigencia del contrato, dividido por el número de horas críticas del sistema en total, ambos durante el año en cuestión.

(ii) La obligación de entrega de Energía Eléctrica Acumulable será la cantidad total ofrecida, multiplicada por el número de días de vigencia del contrato, dividido por el número de días en total, ambos durante el año en cuestión.

(iii) La obligación de entrega de CEL será la cantidad total ofrecida, multiplicada por el número de días de vigencia del contrato, dividido por el número de días en total, ambos durante el año en cuestión.

(d) Las Centrales Eléctricas que producirán los productos vendidos en una Subasta de Largo Plazo no están obligadas a tener una fecha de operación comercial idéntica a la fecha de inicio ofertada. Si las Centrales Eléctricas operaban antes de la fecha de inicio, el Generador puede vender la producción que no corresponde al contrato en los mercados de corto plazo o mediante otros Contratos de Cobertura Eléctrica. Si las Centrales Eléctricas comienzan a operar después del inicio de vigencia del contrato, el Generador puede obtener Potencia o CEL en los mercados de corto plazo para su entrega; la Energía Eléctrica Acumulable faltante se liquidará en los términos de este documento.

(e) En caso de que las Centrales Eléctricas no estén en operación al inicio de la vigencia del contrato, todos los saldos que el Generador debe pagar a las Entidades Responsables de Carga deberán ser pagados por el Generador en el ciclo normal de facturación.

En caso de que las Centrales Eléctricas no estén en operación al inicio de la vigencia del contrato, cualquier saldo que las Entidades Responsables de Carga deben pagar al Generador será retenido por éstas y pagado al Generador hasta la entrada en operación comercial de la Central Eléctrica.

BASE 15

Sistema de Información del Mercado

15.1 Disposiciones generales

15.1.1 El CENACE implementará y mantendrá un sitio de internet para el Sistema de Información de Mercado. Este sitio contendrá tres niveles de seguridad para el acceso:

- (a) El área pública, la cual no tendrá restricciones de acceso.
- (b) El área segura, a la cual se tendrá acceso mediante un inicio de sesión proporcionando un nombre de usuario y una contraseña.
- (c) El área certificada, a la cual se tendrá acceso mediante un inicio de sesión proporcionando un nombre de usuario, una contraseña y un certificado digital.

15.1.2 El CENACE se encargará de gestionar las cuentas de usuario para cada Integrante de la Industria Eléctrica, de conformidad con lo que establezca el Manual de Prácticas de Mercado Correspondiente, asegurando el acceso no indebidamente discriminatorio.

15.1.3 El área segura y el área certificada del Sistema de Información del Mercado serán utilizadas para la captura de información, así como para la consulta de información a la que sólo tendrán acceso Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores, la CRE y la Secretaría. El nivel de seguridad que corresponde a cada tipo de información será definido en el Manual de Prácticas de Mercado del Mercado correspondiente.

15.1.4 Bajo el principio de máxima publicidad, la información del Mercado Eléctrico Mayorista deberá ser pública y accesible; a menos que sea clasificada como confidencial o reservada de acuerdo con lo que establezca el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. Con base en lo anterior, existen tres modalidades de información:

(a) Información pública. Presentada en el área pública del Sistema de Información del Mercado y será accesible al público en general.

(b) Información confidencial. Presentada en las áreas segura y certificada del Sistema de Información del Mercado y será accesible a los Integrantes de la Industria Eléctrica, de acuerdo con los permisos que les sean otorgados para consulta de la información de que se trate.

(c) Información reservada. Presentada en el área segura del Sistema de Información del Mercado y será accesible a la CRE y a la Secretaría.

15.1.5 Cada módulo del Sistema de Información del Mercado se operará con principios de seguridad de la información e interoperabilidad. El Sistema de Información del 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 del Mercado incluirá representaciones gráficas de la información más relevante, incluyendo la demanda y los precios del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

15.1.6 El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente establecerá los plazos máximos de publicación para cada variable a ser publicada en el Sistema de Información del Mercado.

15.1.7 La Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado tendrán acceso a la información de los Participantes del Mercado y de los demás Integrantes de la Industria Eléctrica, incluyendo sin limitar la demás información que en el ejercicio de sus facultades determine dicha Unidad. La CRE y la Secretaría tendrán acceso a la información que requieran para el ejercicio de sus facultades.

15.1.8 La información señalada en esta Base 15 será incorporada bajo las categorías indicadas en el Sistema de Información del Mercado a partir de la fase de pruebas del Mercado Eléctrico Mayorista, con carácter indicativo. El CENACE deberá incluir una leyenda visible en el portal indicando que se encuentra en fase de pruebas.

15.1.9 Los modelos mencionados en esta Base 15 se refieren a la publicación de las bases de datos utilizadas por el CENACE mas no al software con el que fueron elaborados los diversos estudios, el cual puede requerir la adquisición de licencias del fabricante.

15.1.10 De manera enunciativa pero no limitativa, todas las notificaciones y comunicados, relativos a órdenes, sanciones, inspecciones, verificaciones; cargos o requerimientos de pago; constitución, sustitución o ampliación de garantía; y restricción, suspensión o cancelación de servicios o derechos, podrán ser emitidos a través del Sistema de Información del Mercado o por otros medios electrónicos en los términos establecidos en el contrato de Participante del Mercado.

15.2 Categorías de información

15.2.1 Al menos, la siguiente información será pública:

- (a) Reglas del Mercado vigentes y derogadas.
- (b) Solicitudes de modificación a las Reglas del Mercado, así como las opiniones y comentarios respecto a dichas solicitudes.
- (c) Agendas de los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado.
- (d) Ofertas de compra y venta (60 días después de la operación de mercado).
- (e) Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real, desglosado por sus componentes de energía, congestión y pérdidas (inmediatamente).
- (f) Cantidades asignadas en el Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real (inmediatamente).
- (g) Instrucciones de arranque y paro emitidas en cualquiera de las etapas de Asignación de Unidades de Central Eléctrica.
- (h) Información en tiempo real relativa a la demanda, desempeño de las Centrales Eléctricas y demás las condiciones del sistema, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (i) Resultados de:
 - (i) el Mercado para el Balance de Potencia, incluyendo precios y cantidades aceptadas;
 - (ii) las Subastas de Mediano y Largo Plazo, incluyendo precios y cantidades aceptadas;
 - (iii) el Mercado de Certificados de Energías Limpias, incluyendo precios y cantidades aceptadas; y,
 - (iv) las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, incluyendo precios y cantidades aceptadas.
- (j) Registro de los Derechos Financieros de Transmisión Legados.
- (k) Modelos generales de planificación (7 días después de presentación de los programas correspondientes).
- (l) Definición de los NodosP distribuidos utilizados en la definición de zonas de carga.
- (m) Supuestos de pérdidas técnicas y no técnicas utilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como los datos observados de pérdidas técnicas y no técnicas.
- (n) Colas de Interconexión.
- (o) Obligaciones de Potencia.
- (p) Definición de las zonas de Potencia.
- (q) Reportes sobre el desempeño del mercado requeridos por la CRE.
- (r) Niveles de embalses.

- (s) Modelos de costo de oportunidad para la energía hidroeléctrica.
- (t) Metodologías de pronósticos del CENACE.
- (u) Pronósticos, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado, de:
 - (i) demanda de energía eléctrica a nivel agregado;
 - (ii) generación intermitente y firme a nivel agregado;
 - (iii) disponibilidad de generación a nivel agregado, incluyendo el mantenimiento programado; y,
 - (iv) métricas de errores de pronóstico.
- (v) Actas y minutas de:
 - (i) los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado; y,
 - (ii) el Consejo de Administración del CENACE.
- (w) Reporte completo del cálculo para determinar las horas críticas para efectos del Mercado para el Balance de Potencia, así como los pronósticos de las mismas.
- (x) La demás información que, en ejercicio de sus facultades en la materia, la Secretaría o la CRE determinen.

15.2.2 Al menos, la siguiente información se pondrá a la disposición de todos los Participantes del Mercado:

- (a) Modelos completos del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real, incluyendo todo el contenido del Modelo Comercial del Mercado (7 días después de la operación).
- (b) Modelos completos utilizados para calcular instrucciones de arranque y paro emitidas en cualquiera de las etapas de Asignación de Unidades de Central Eléctrica.
- (c) Topología del Sistema Eléctrico Nacional en formato que permita su uso en software común de simulación de sistemas de potencia, así como cualquier otro contenido del Modelo de la Red Física (cuando menos cada vez que se actualice el Modelo de la Red Física, antes de la puesta en operación de dicho Modelo).
- (d) Modelos de los Derechos Financieros de Transmisión Legados (inmediatamente después de su finalización).
- (e) Modelos de los Derechos Financieros de Transmisión asignados por fondeo de la expansión (inmediatamente tras su finalización).
- (f) Modelo de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión (7 días después de la operación)

- (g) Modelos detallados de planificación (7 días después de presentación de los programas correspondientes).
- (h) Metodología para determinar límites operativos en los corredores de la Red Nacional de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, así como el reporte de estos límites para los Mercados de Energía de corto plazo (7 días después de la determinación del límite).
- (i) Relación de las contingencias específicas consideradas en la evaluación de la seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (7 días después de su determinación).
- (j) Modelos del Mercado para el Balance de Potencia (7 días después de la operación).
- (k) Modelos usados en el cálculo de Zonas de Potencia (7 días después de la definición).
- (l) Información relativa a las salidas programadas de elementos del Sistema Eléctrico Nacional, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (m) La demás información que, en ejercicio de sus facultades en la materia, la Secretaría o la CRE determinen.

Adicionalmente, la información considerada en los incisos (c), (h), (m) y, en su caso, (n), se pondrá a la disposición de los Transportistas y los Distribuidores.

15.2.3 Al menos, la siguiente información individual se pondrá a la disposición de los Participantes del Mercado en un área individualizada para cada Participante del Mercado:

- (a) Características de activos (Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga) registrados del Participante del Mercado, o bien, de activos registrados a los Transportistas y Distribuidores.
- (b) Ofertas de compra y venta del Participante del Mercado.
- (c) Liquidaciones del Participante del Mercado.
- (d) Monto Garantizado de Pago, Responsabilidad Estimada Agregada y los demás cálculos relevantes para el cumplimiento de los requisitos de garantías.
- (e) Estado de las controversias del Participante del Mercado.
- (f) Estado de las solicitudes de interconexión del Participante del Mercado.
- (g) Estado de las solicitudes de salida del Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor.
- (h) Estudios completos utilizados en la evaluación de solicitudes de conexión e interconexión del Participante del Mercado.
- (i) Valores estimados de consumo de gas natural por las Centrales Eléctricas que el Participante del Mercado represente, en caso que el CENACE proporcione dichos valores a los Administradores de Gas Natural.

(j) La demás información que, en ejercicio de sus facultades en la materia, la Secretaría o la CRE determinen.

Adicionalmente, la información considerada en los incisos (a), (e), (g) y, en su caso, (i), se pondrá a la disposición de los Transportistas y los Distribuidores

BASE 16

Sistemas de medición

16.1 Características y reglas generales

16.1.1 La presente Base 16 tiene por objetivo:

(a) Establecer las características generales y responsabilidades de los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, Distribuidores, Transportistas y el CENACE de la medición para liquidaciones.

(b) Describir los requisitos mínimos para la medición considerada en el proceso de liquidación. Estas directrices no son aplicables a los equipos de medición destinados a la supervisión local o para control y operación. Los requerimientos para dichos equipos se establecerán en el Código de Red y sus disposiciones asociadas.

16.1.2 Los sistemas de medición están compuestos por el programa informático correspondiente así como por los siguientes elementos:

(a) Las instalaciones y equipos de medición eléctrica (transformadores de instrumentos, medidores, entre otros).

(b) Sistema de comunicaciones, incluyendo elementos físicos (hardware) y sistemas informáticos (software), que permitan transmitir o recibir la información de la medición para ponerla a disposición del CENACE.

(c) Sistema de sincronía de tiempo.

16.1.3 Cada sistema de medición deberá cumplir con los requisitos específicos de medición asociados con exactitud, unidad de medida, medición de respaldo, punto de interconexión o conexión, mantenimiento, sistema de comunicación y sistema de sincronía de tiempo, establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.1.4 Los sistemas de medición deben ser capaces de recopilar y almacenar información sobre los intervalos de tiempo de acuerdo a los requisitos establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.1.5 Para efectos de liquidación, se consideran los medidores principales como la fuente oficial de información de la medición.

16.1.6 Cuando exista falla en un medidor principal y exista medición de respaldo, ésta será la fuente oficial de medición para el proceso para liquidación.

16.1.7 Para que un medidor se considere como de respaldo, debe estar conectado al mismo punto en el que está conectado el medidor principal y tener las mismas características, de acuerdo a lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.1.8 Los sistemas de medición para todos los puntos de entrega dispondrán de mecanismos seguros y confiables de hardware, software y comunicaciones para permitir que sólo el personal autorizado tenga acceso hacia los sistemas de medición y la adquisición de datos para fines de mercado, incluyendo medidores, dispositivos concentradores, equipo de administración y software necesario para recolectar la información con propósitos de liquidaciones, de acuerdo a lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.1.9 Los requerimientos establecidos en materia de la colección y reporte de información de medición podrían aplicarse tanto a los sistemas a medición como a los procesos de negocios utilizados para procesar y comunicar los datos generados.

16.1.10 Punto de Entrega/Punto de Recepción

(a) Un Punto de Entrega/Punto de Recepción es el lugar específico de la red donde se registra la energía entregada o recibida por cada una de las partes.

(b) Todo medidor para liquidación debe estar instalado en un Punto de Entrega/Punto de Recepción registrado por el CENACE.

(c) Se considera como Punto de Entrega/Punto de Recepción:

(i) El punto de conexión de cada uno de los Centros de Carga de los Usuarios Finales y cada Centro de Carga incluido en los Contratos de Interconexión Legados.

(ii) El punto de interconexión de cada una de las Centrales Eléctricas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución.

(iii) Los puntos de interconexión entre Transportistas.

(iv) Los puntos de interconexión entre Transportistas y Distribuidores.

(v) Los puntos de interconexión entre Distribuidores.

16.2 Verificación y mantenimiento del sistema de medición

16.2.1 El proceso de verificación de medidores para liquidación será realizado por una unidad de verificación acreditada y aprobada por la autoridad competente, a cargo del propietario del equipo.

16.2.2 La exactitud de todos los medidores para liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista debe ser verificada, al menos una vez cada año, y los registros de las pruebas realizadas durante la verificación deben ser conservados por el responsable del sistema de medición.

16.2.3 Si la verificación de los medidores o cualquier otra prueba, identifican o dan indicios de que un medidor está fuera de servicio o perdió exactitud, el responsable del sistema de medición debe tomar las medidas necesarias para corregir esta situación dentro del plazo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.2.4 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.

16.2.5 Los Generadores, Transportistas, Distribuidores y Usuarios Finales en media y alta tensión en el ámbito de sus respectivas competencias, serán los responsables de los sistemas de medición de conformidad con lo siguiente:

(a) Los Generadores y los Usuarios Finales en media y alta tensión son los responsables de cubrir el monto de la instalación inicial y sustitución por falla de los sistemas de medición, los cuales podrán optar por realizarlas a su costa o hacer aportaciones a los Transportistas o Distribuidores para su realización, bajo los términos y condiciones que fije la CRE.

(b) Los Transportistas y Distribuidores son los responsables de la operación, mantenimiento, modernización y sustitución de los sistemas de medición de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga en media y alta tensión; los Generadores y Usuarios Finales asociados con estos últimos deberán cubrir el costo bajo los términos y condiciones que fije la CRE.

(c) Los Transportistas y Distribuidores, son los responsables de cubrir el costo de la instalación, operación, mantenimiento y reemplazo de los demás sistemas de medición en el ámbito de su competencia de acuerdo a los términos y condiciones que fije la CRE.

16.3 Adquisición, procesamiento y registro de información

16.3.1 Los Transportistas y Distribuidores son las únicas entidades facultadas para el envío de registros de medición para liquidación al CENACE.

16.3.2 La adquisición de datos de medición para la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista se llevará a cabo a través de los mecanismos establecidos entre Transportistas, Distribuidores y CENACE, de conformidad con los criterios establecidos en el Código de Red, o que en su caso emita la CRE en materia de Interoperabilidad y Seguridad Cibernética. Estos mecanismos deben considerar la transmisión de la información desde los diferentes puntos de medición de una Central Eléctrica, subestación o Centro de Carga, hasta los sistemas de información del

CENACE, donde se almacenará en un registro histórico.

16.3.3 Todas las lecturas o comparaciones necesarias para asegurar que la información de medición es válida y consistente, debe llevarse a cabo antes del ciclo de liquidación descrito en los Manuales de Prácticas de Mercado. Se podrán establecer procesos de estimación basados en la información que esté disponible antes de cada ciclo de liquidación, donde la precisión de las estimaciones se mejorará en los ciclos de liquidación posteriores en función de la nueva información que se haga disponible.

16.3.4 Ante fallas en los sistemas de adquisición de datos de medición, el CENACE aplicará lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

16.3.5 El CENACE debe realizar los ajustes de medición necesarios, cuando se cuente con información de medición real de aquellos puntos que fueron estimados debido a que no se dispuso

de la información oportunamente, de acuerdo con lo descrito en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.3.6 Cuando el CENACE identifique información no válida para el proceso de liquidación, realizará la estimación de ésta, de acuerdo con lo descrito en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.3.7 Si en la verificación de los medidores, se identifica que un medidor está fuera de servicio o perdió exactitud, el CENACE estimará la información para el proceso de liquidación, de acuerdo con lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.3.8 La medición de la que no se disponga en los tiempos establecidos para el proceso de liquidación será estimada por el CENACE de acuerdo con lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado.

16.3.9 El CENACE será el organismo encargado de procesar la información proveniente de los diferentes sistemas de medición, con el fin de conciliar la energía comercializada por los Participantes del Mercado y elaborar los estados de cuenta correspondientes.

16.3.10 Registros

(a) Toda la información de medición y la documentación asociada se conservarán durante el periodo que establezca la CRE para fines de auditorías independientes.

(b) El CENACE es responsable de establecer procedimientos para el control de los medidores con fines de liquidación, para la validación y estimación de los datos de medición, así como los requisitos para la recolección y seguridad de la información, de acuerdo a lo establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado respectivos.

(c) El CENACE mantendrá un registro con la documentación de los resultados de todas las pruebas de verificación a los sistemas de medición de las Centrales Eléctricas, Transportistas, Distribuidores y Usuarios Calificados para fines de auditoría.

(d) El CENACE mantendrá un registro de todos los datos de medición, por el periodo que establezca la CRE, que permitan la repetición de los cálculos para liquidación.

16.3.11 Transitorios

(a) En las Centrales Eléctricas Legadas donde no se cuente con la infraestructura para la adquisición y el envío al CENACE de la información de medición a través del Transportista o Distribuidor, será el Generador que las representa el responsable de enviar dicha información al CENACE hasta que exista dicha infraestructura.

(b) Las Centrales Eléctricas Legadas que se encuentren en el caso del inciso anterior, deberán contar con la infraestructura necesaria para atender lo dispuesto en las Bases del Mercado Eléctrico en un periodo no mayor a dos años a partir de la entrada en vigor de las Bases del Mercado Eléctrico.

(c) Cuando el Mercado Eléctrico Mayorista inicie las operaciones, la verificación de los medidores la podrán realizar laboratorios de calibración acreditados, hasta en tanto no haya suficientes

unidades de verificación acreditadas y aprobadas en las diversas regiones del país, situación que determinará la autoridad competente.

(d) Para el caso de los Puntos de Entrega/Punto de Recepción de energía entre

Transportistas, entre Distribuidores y entre Transportistas y Distribuidores, no se requiere la redundancia de medidor, lo anterior considerando que se cuenta con mediciones en los elementos asociados al punto de entrega/recepción con los cuales se puede, mediante cálculos, obtener la información de medición.

(e) Para el caso de los puntos de entrega/recepción asociados a las Centrales Eléctricas Legadas y Centros de Carga de Usuarios Calificados que no cuenten con medición redundante, se establece un periodo de cumplimiento de no mayor a dos años a partir de la entrada en vigor de las Bases del Mercado Eléctrico.

BASE 17

Liquidación, facturación y pago

17.1 Disposiciones generales

17.1.1 Las liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista se llevarán a cabo por el CENACE, sin perjuicio de que los Participantes del Mercado puedan celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica y realizar directamente entre ellos las liquidaciones correspondientes.

17.1.2 El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se liquidarán en bloques de 24 horas. Cada periodo de 24 horas corresponderá a un día calendario, basado en el huso horario prevaleciente en el sistema interconectado que se liquida. En caso de que se interconecten sistemas eléctricos en diferentes husos horarios, se estará a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

17.1.3 Sistema de doble liquidación

(a) Se utilizará un sistema de doble liquidación para la energía y los Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, 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 del Mercado tendrán una programación en el Mercado del Día en Adelanto, la cual establecerá la línea de base para la liquidación de cantidades en el Mercado de Tiempo Real.

(c) El CENACE tendrá un saldo neto de cero en cada una de las dos liquidaciones.

(d) Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se incluirán en las liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto. A fin de mantener el saldo neto a que se refiere el inciso anterior, los ingresos derivados de dichas subastas se mantendrán en una cuenta específica para su uso en las liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto que corresponden a dichos Derechos Financieros de Transmisión.

(e) 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 para el Balance de Potencia: Pagos por las transacciones de Potencia realizadas en el Mercado para el Balance de Potencia.

(iii) Liquidación del Mercado 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.

(f) 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.

17.1.4 El CENACE podrá hacer uso de una cámara de compensación a fin de gestionar el proceso de liquidaciones, manejar las garantías que se requieran para asegurar las obligaciones de pago de los Participantes del Mercado y administrar los riesgos de incumplimiento de pago. En su defecto, el CENACE llevará a cabo estas funciones directamente.

17.1.5 El Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real estarán en balance en cada Día

de Operación. Por lo anterior, en cada día, los estados de cuenta diarios que se emitan a los Participantes del Mercado en relación con dichos mercados deberán resultar en un monto total a cobrar igual al monto total a abonar, salvo las siguientes excepciones:

(a) Los cobros necesarios para cubrir las diferencias acumuladas en periodos anteriores entre, por una parte, los montos a cobrar o abonar y, por otra parte, los pagos efectuados.

(b) Las tarifas reguladas que percibe el CENACE para cubrir sus costos operativos.

(c) Los pagos que el CENACE procese entre los Participantes del Mercado y terceros, tales como los Transportistas, Distribuidores y el "Fondo de Servicio Universal Eléctrico".

17.1.6 Las liquidaciones se realizarán de manera independiente para el Mercado del Día en Adelanto y para el Mercado de Tiempo Real. Por lo tanto, el balance a que se refiere la Base 17.1.5 se respetará en las liquidaciones de cada mercado por separado.

17.1.7 Las liquidaciones se realizarán de manera independiente para cada sistema interconectado. Por lo tanto, el balance a que se refiere la Base 17.1.6 se respetará en las liquidaciones de cada sistema eléctrico por separado.

17.1.8 Lo anterior, sin perjuicio de que los datos usados en la liquidación de un mercado pueden constituir insumos para la liquidación de otro mercado.

17.1.9 La contabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista está diseñada para operar en una base de equilibrio. Esto es, las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista 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.

17.1.10 Salvo en los casos de excepción previstos en las Bases del Mercado Eléctrico, cada uno de los componentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Mercado de Energía de Corto Plazo, Mercado para el Balance de Potencia, Mercado de Certificados de Energía Limpia, Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y Subastas de Mediano y Largo Plazo) también operarán 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.

17.2 Estado de cuenta, facturación y validación de precios

17.2.1 El proceso de estado de cuenta, facturación y pagos es el ciclo mediante el cual el CENACE emite estados de cuenta a fin de que el CENACE o el Participante del Mercado emitan facturas, las cuales serán cobradas y pagadas a través del CENACE.

17.2.2 Las facturas se basarán en estados de cuenta diarios correspondientes a los mismos días de operación, los cuales serán emitidos por el CENACE una semana natural después del Día de Operación respectivo, incluyendo sábados, domingos y días festivos.

17.2.3 El CENACE y los Participantes del Mercado emitirán facturas todos los días naturales, una semana natural después de la emisión del estado de cuenta diario que corresponda. Durante los primeros dos años de operación del Mercado Eléctrico Mayorista, las facturas se podrán emitir hasta dos semanas naturales después del Día de Operación respectivo.

17.2.4 El CENACE emitirá una factura al Participante del Mercado por los rubros del estado de cuenta diario que resulten con un signo negativo (montos a favor del CENACE) y el Participante del Mercado emitirá una factura al CENACE por los rubros del estado de cuenta diario que resulten con un signo positivo (montos a favor del Participante del Mercado).

17.2.5 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 controversias resueltas conforme a la siguiente clasificación:

- (a) Re-liquidación inicial.
- (b) Re-liquidación intermedia.
- (c) Re-liquidación final.

17.2.6 La publicación de los estados de cuenta se clasifica de la siguiente manera:

- (a) Estado de cuenta inicial (O+7D). 7 días naturales posteriores al Día de Operación.

(b) Estado de cuenta re-liquidación inicial (O+49D). 49 días naturales posteriores al Día de Operación.

(c) Estado de cuenta re-liquidación intermedia (O+105D). 105 días naturales posteriores al Día de Operación.

(d) Estado de cuenta re-liquidación final (O+210D). 210 días naturales posteriores al Día de Operación.

17.2.7 Las re-liquidaciones darán lugar a un cobro o pago del CENACE por el monto de la diferencia entre la liquidación original y la re-liquidación. Este proceso dará lugar a la emisión de notas de crédito o notas de débito tanto del CENACE como del Participante del Mercado, dependiendo de quién haya emitido la factura y si la diferencia es a favor o en contra. Es decir, el CENACE emitirá notas de débito de las facturas que haya emitido, cuando el importe de la re-liquidación debe ser pagado por el Participante del Mercado y emitirá notas de crédito cuando dicho importe deba ser cobrado por el Participante del Mercado. De la misma manera, el Participante del Mercado emitirá notas de crédito o notas de débito cuando haya sido quien emitió la factura.

17.2.8 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 diarios y las facturas desglosarán los cobros y pagos por tipo de cargo.

17.2.9 El CENACE podrá disminuir los tiempos que se mencionan en las Bases 17.2.2, 17.2.3, 17.2.4, 17.2.6 y 17.2.9 debiendo establecer los nuevos tiempos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

17.2.10 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 por ajustes de datos de medición, errores de cálculo, controversias y casos excepcionales que requieran el recálculo de precios.

(i) Los precios de mercado sólo 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 de Mercado.

(B) Por instrucción de la Unidad de Vigilancia del Mercado, cuando ésta 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.

17.3 Liquidaciones del Mercado del Día en Adelanto

17.3.1 Los tipos de cargos incluidos en el Mercado del Día en Adelanto son:

- (a) Energía programada en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) Servicios Conexos programados en el Mercado del 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 de Derechos Financieros de Transmisión cancelados.

- (g) Exceso y faltante de cobros por congestión en el Mercado del Día en Adelanto.
- (h) Sobrecobro por pérdidas marginales en el Mercado del Día en Adelanto.
- (i) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.

17.3.2 Los precios de abono y cobro para los diversos tipos de cargo del Mercado del Día en Adelanto se calcularán de la siguiente manera:

- (a) Energía programada en el Mercado del Día en Adelanto: El Precio Marginal Local del Día en Adelanto para cada NodoP será calculado en el modelo de despacho del día en adelante, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse. Los componentes de congestión marginal y pérdidas marginales están incluidos en el Precio Marginal Local.
- (b) Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto: Los precios de reservas del día en adelante en cada zona de reservas se calcularán en el modelo de despacho del día en adelante, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse.
- (c) Derechos Financieros de Transmisión: El valor de cada Derecho Financiero de Transmisión será igual al Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local del día en adelante en el NodoP de destino, menos el Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local del día en adelante en el NodoP 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 por Congestión se cubrirá por todos los Participantes del Mercado, como se describe en el inciso (g) siguiente.
- (d) Pago de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión: Los Derechos Financieros de Transmisión comprados por Participantes del Mercado en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión serán adquiridas a un precio por MWh determinado en la subasta. Aunque estos pagos no correspondan al Mercado del Día en Adelanto, se incluirán en el ciclo de liquidaciones del mismo.
- (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 vigentes 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 relacionada con cada sistema interconectado 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 Física en dicho sistema interconectado 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 relacionados con cada sistema interconectado que se encuentran en la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados, más el valor de los pagos recibidos por la cuenta de depósito y manejo de Derechos Financieros de Transmisión rechazados como resultado de la venta en subasta de sus Derechos Financieros de Transmisión relacionados con dicho sistema interconectado, serán divididos por las Compras Totales de Energía Física relacionadas con dicho sistema interconectado con el fin de determinar el precio de la distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados para el sistema interconectado 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 adelante: Los componentes de congestión de los Precio Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP, menos los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP, multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes del

Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP es el Sobrecobro Bruto por Congestión del Mercado del Día en Adelanto. El Sobrecobro Bruto por congestión del día en adelante menos los abonos netos realizados por el CENACE por las liquidaciones de los Derechos Financieros de Transmisión es el exceso y faltante neto de cobro por congestión del día en adelante. El exceso y faltante neto de cobro por congestión del día en adelante dividido entre las compras totales de energía en el Mercado del Día en Adelanto es el precio de reembolso por exceso y faltante de cobro por congestión del día en adelante. Puede ser positivo o negativo. Todos los términos y cálculos descritos en este inciso se llevarán a cabo por separado para las transacciones relacionadas con cada sistema interconectado.

17.3.3 Los precios de abono por los diversos tipos de cargo del Mercado del Día en Adelanto, se calculan de la siguiente manera:

(a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto: El abono aplicable a cada Generador programado para operar por el CENACE en el Mercado del Día en Adelanto será su oferta de arranque y sus ofertas de operación en vacío, de energía incremental y de Servicios Conexos que corresponden a los programas del Mercado del Día en Adelanto, menos el ingreso de ventas del Mercado del Día en Adelanto, durante el día de operación, si el valor es positivo. El abono por Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto será anulado cuando el Generador haya declarado el estatus de autoasignación o en caso de que el Generador no cumpla con las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.

(b) Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto:

(i) El componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP, menos el componente de energía y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto en dichos NodosP, es el Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto. Todos los términos y cálculos descritos en este inciso se llevarán a cabo por separado para las transacciones relacionadas con cada sistema interconectado.

(ii) El Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el Mercado del Día en Adelanto siempre tendrá un valor positivo.

(iii) En cada año, el "Fondo de Servicio Universal Eléctrico" deberá informar al CENACE de sus requerimientos en dicho año. En cada día del año, hasta que se hayan financiado dichos requerimientos, el Sobrecobro por Pérdidas Marginales en el mercado será transferida a dicho fondo.

(iv) Una vez que los requerimientos de financiamiento del "Fondo de Servicio Universal Eléctrico" se hayan cubierto, el 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 por Sobrecobro de Pérdidas Marginales del Mercado del Día en Adelanto en cada hora.

(c) Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto: El monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado del Día en Adelanto relacionados con cada sistema interconectado, dividido entre las Compras Totales de Energía en el Mercado del Día en Adelanto en dicho sistema interconectado.

17.3.4 Los precios de cobro para los diferentes tipos de cargo en el Mercado del Día de Adelanto se calcularán de la siguiente manera:

(a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto: el abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto relacionados con cada sistema interconectado se dividirá entre las Compras Totales de Energía Física

en dicho sistema interconectado durante el día operativo para determinar el precio de distribución de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, que será cobrado a los Participantes del Mercado.

17.3.5 Las cantidades que se acreditan y se cargan a cada Participante del Mercado, así como los pagos que se abonan o se cobran, se calcularán de la siguiente manera:

(a) A cada Participante se le abona o se le cobra el producto que resulta de multiplicar la cantidad de energía programado en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP por el Precio Marginal Local del Día en Adelanto para el NodoP correspondiente para cada hora. Los volúmenes de energía acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:

(i) Generadores: se les acreditará la cantidad de energía programada para cada hora en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP en que sus Unidades de Central Eléctrica están registradas.

(ii) A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la cantidad de ventas virtuales programadas en el Mercado del Día en Adelanto y se les cargará la cantidad de 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 cantidad de importaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto (ventas al Mercado Eléctrico Mayorista de energía comprado en el extranjero) y se les cargará la cantidad de exportaciones programadas 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 que representa un punto de entrega o punto de recepción.

(iv) A todos los Participantes del Mercado: se les acreditará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado del Día en Adelanto en las cuales se reporten como adquirentes, y se les cargará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado del Día en Adelanto en las cuales se reporten como emisores, para cada hora en cada NodoP.

(v) Entidades Responsables de Carga: Se les cargará la cantidad de las compras de energía eléctrica programadas en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP asociado con un Centro de Carga Directamente Modelado y en cada NodoP Distribuido que representa una zona de carga.

(b) A cada Participante del Mercado se le abona o se le cobra el producto entre la cantidad de cada tipo de Servicios Conexos incluidos en el mercado programado en el Mercado del Día en Adelanto en cada zona de reservas y el precio del día en adelanto de cada tipo de reservas en la zona de reservas correspondiente para cada hora. Los volúmenes de Servicios Conexos acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:

(i) Generadores: Se les acreditarán los volúmenes de Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto de sus Unidades de Central Eléctrica en cada zona de reservas en cada hora.

(ii) Generadores: se les cargarán los volúmenes de sus obligaciones de reservas. Las obligaciones de reservas para los diferentes tipos de Unidades de Central Eléctrica se calcularán en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.

(iii) Todos los Participantes del Mercado: A partir de la SEGUNDA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista se les acreditarán los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto de importaciones físicas de Servicios Conexos y les serán cargados los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto de las exportaciones físicas de Servicios Conexos en cada zona por cada hora.

(iv) Todos los Participantes del Mercado: se les cargarán los volúmenes de sus obligaciones de reservas de acuerdo con sus programas de importación y exportación en cada zona de reservas en cada hora. Las obligaciones de reservas para los diferentes tipos de importador y exportador se calcularán en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.

(v) Entidades Responsables de Carga: A partir de la SEGUNDA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista se les acreditarán los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto de Servicios Conexos a partir de los Recursos de Demanda Controlable.

(vi) Entidades Responsables de Carga: se les cargarán los volúmenes de sus obligaciones de reservas, las cuales se calculan como suma entre cualquier obligación especial que se establezca en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad, más su porción de la obligación total residual de reservas. La obligación total residual de reservas es la obligación total de reservas calculada en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad, menos las obligaciones de reservas de los Generadores, las obligaciones de reservas de los importadores y exportadores, y las obligaciones especiales de reservas de las Entidades Responsables de Carga. La porción de la obligación total residual de reservas que corresponde a cada Entidad Responsable de Carga es la obligación total residual de reservas 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 Entidad Responsable de Carga en cuestión. Las obligaciones de reservas se calcularán para cada zona de reservas en cada hora del Mercado del Día en Adelanto.

(c) Derechos Financieros de Transmisión: El valor de los Derechos Financieros de Transmisión se abonará o se cobrará 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 el precio del Derecho Financiero de Transmisión haya sido positivo, el monto total se cobrará al comprador en el ciclo normal de liquidaciones, cinco días después de la realización de la subasta. Cuando el precio del Derecho Financiero de Transmisión haya sido negativo, el monto se abonará al comprador de manera proporcional en los estados de cuenta de cada día de la vigencia del Derechos Financieros de Transmisión.

(e) Distribución de la Subasta de Derechos Financieros de Transmisión: Se abonará o se cobrará el precio de distribución de las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión relacionadas con cada sistema interconectado, multiplicado por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.

(f) Distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados: Se abonará o se cobrará el precio de la distribución de Derechos Financieros de Transmisión cancelados relacionados con cada sistema interconectado, multiplicado por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.

(g) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto:

(i) A los Generadores se les abonará el abono total de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto para cada día en que sus Unidades de Central Eléctrica reciban una

asignación en el Mercado del Día en Adelanto, excepto cuando no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.

(ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto relacionada con cada sistema interconectado, por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.

(h) Exceso y faltante de cobros por congestión: A los Participantes del Mercado se les abonará o se les cobrará el precio de reembolso por el exceso o faltante de cobro de congestión del Mercado del Día en Adelanto multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía 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 abonará el Precio del Sobrecobro de Pérdidas

Marginales del Mercado del Día de Adelanto multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto para la hora correspondiente.

(j) Penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto:

(i) Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán definir penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto necesarias para asegurar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

(ii) Se abonará a los Participantes del Mercado el Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado del Día en Adelanto en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto en dicho sistema interconectado para la hora correspondiente.

17.4 Liquidaciones del Mercado de Tiempo Real

17.4.1 Los tipos de cargos en el Mercado de Tiempo Real incluyen los siguientes:

(a) Energía entregada en tiempo real.

(b) Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real.

(c) Exceso y faltante de cobros por congestión del Mercado de Tiempo Real.

(d) Exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real.

(e) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real (mercado de PRIMERA ETAPA).

(f) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA).

(g) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA).

(h) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado (mercado de SEGUNDA ETAPA).

(i) Penalizaciones por incumplimiento de las instrucciones de despacho, incluyendo el despacho de Servicios Conexos.

17.4.2 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.

17.4.3 Los precios de abono y cobro para los diversos tipos de cargo 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 NodoP se calculará en el modelo de despacho en tiempo real (Despacho Económico con Restricciones de Seguridad), incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse. Los pagos por congestión marginal y pérdidas marginales se incluirán en el Precio Marginal Local.

(b) Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real: Los precios de reservas en tiempo real en cada zona, se calcularán en el modelo Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, incluyendo una corrida de precios en caso de utilizarse.

(c) Exceso y faltante de cobro por congestión en tiempo real: Los componentes de congestión de los Precio Marginales Locales de Tiempo Real en cada NodoP multiplicados por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP, menos los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real en cada NodoP, multiplicados por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP es el Sobrecobro Bruto por Congestión del Mercado de Tiempo Real. El exceso y faltante de cobro neto por congestión en el Mercado de Tiempo Real en un sistema interconectado dividido entre las Compras Totales de Energía Física en el sistema

interconectado correspondiente es igual al precio de reembolso por exceso y faltante de cobro por congestión en el Mercado de Tiempo Real en dicho sistema interconectado. Puede ser positivo o negativo.

(d) Exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real:

(i) El Componente de Energía Marginal y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía comprada por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP, menos el Componente de Energía Marginal y el Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real en cada NodoP multiplicado por la cantidad de energía vendida por los Participantes del Mercado en el Mercado de Tiempo Real en dichos NodosP, es el exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo

Real. Todos los términos y cálculos descritos en este inciso se llevarán a cabo por separado para las transacciones relacionadas con cada sistema interconectado.

(ii) El exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real podrá tener un valor positivo o negativo.

(iii) El exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real en un sistema interconectado dividido entre las Compras Totales de Energía Física será igual al precio de reembolso por exceso y faltante de pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real en dicho sistema interconectado en cada hora.

17.4.4 Los precios de abono por los diversos tipos de cargo del Mercado de Tiempo Real se calcularán de la siguiente manera:

(a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real: Se utilizará en el mercado de PRIMERA ETAPA y se calculará de acuerdo con lo siguiente:

(i) El monto aplicable a cada Generador cuando es positivo, será el valor de la expresión (A) menos el valor de la expresión (B) que se mencionan a continuación:

A. El incremento en costos de operación entre el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real con base en su oferta de arranque, de operación en vacío y de energía incremental que correspondan a cada mercado.

B. Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real.

(ii) Para efectos de los costos de operación del Mercado de Tiempo Real, se utilizarán las ofertas de precio que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación, sin tomar en cuenta las ofertas de precio que se hayan actualizado posteriormente.

(iii) El abono de Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real será anulado cuando el Generador haya declarado el estatus de auto asignación o cuando el Generador no siga las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.

(iv) La Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real se calculará una vez por día por Unidad de Central Eléctrica, aun cuando haya recibido más de una instrucción de asignación.

(b) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real: Se utilizará en el mercado de SEGUNDA ETAPA y se calculará de acuerdo con lo siguiente:

(i) El monto aplicable a cada Generador que recibe una instrucción de arranque del CENACE en el Mercado de Tiempo Real cuando es positivo, será el valor de la expresión (A) menos el valor de la expresión (B) que se mencionan a continuación:

A. Los costos de operación en tiempo real con base en su oferta de arranque, de operación en vacío y de energía incremental que correspondan al Mercado de Tiempo Real.

B. Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real.

(ii) Para efectos de los costos de operación del Mercado de Tiempo Real, se utilizarán las ofertas de precio que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación, sin tomar en cuenta las ofertas de precio que se hayan actualizado posteriormente.

(iii) El abono de Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real será anulado cuando el Generador haya declarado el estatus de auto asignación o cuando el Generado no siga las instrucciones de asignación o despacho en el día de operación.

(iv) La Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real se calculará por periodo de asignación.

(c) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real (será utilizada en el mercado de SEGUNDA ETAPA): Si los Generadores reciben instrucciones del CENACE para operar sus Unidades de Central Eléctrica a niveles diferentes al punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, ya sea para la activación de reservas o por requerimientos de Confiabilidad, entonces el precio de abono será 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 producido un costo neto al Generador.

(d) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado (será utilizada en el mercado de SEGUNDA ETAPA): Si los Generadores reciben instrucciones del CENACE para remover de operación sus Unidades de Central Eléctrica con anticipación a la hora anteriormente instruida por el CENACE, entonces el precio de abono será el costo neto al Generador de cumplir dicha instrucción. En el cálculo de dichos costos, se tomarán en cuenta los costos operativos incurridos, los abonos que resultaran de volúmenes de energía y Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto, los abonos por las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación y los cobros o abonos que resultaran de los volúmenes de energía y Servicios Conexos entregados en el Mercado de Tiempo Real.

(e) Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado de Tiempo Real: El monto total de las penalizaciones aplicadas en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado dividido entre la Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado, será el precio de reembolso por las penalizaciones en tiempo real.

17.4.5 Los precios de cobro por los diversos tipos de cargo en tiempo real se calcularán de la siguiente manera:

(a) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en Tiempo Real en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado en el mercado de PRIMERA ETAPA.

(b) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por la asignación de generación en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de

distribución de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado en el mercado de SEGUNDA ETAPA.

(c) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real en el sistema

interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado en el mercado de SEGUNDA ETAPA.

(d) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado: El abono total de las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado relacionadas con cada sistema interconectado, será dividido entre las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado para determinar el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado en el sistema interconectado, que será cobrado a los Participantes del Mercado.

(e) Penalizaciones por incumplimiento a las instrucciones de despacho: El precio unitario establecido en los Manuales de Prácticas de Mercado se cobrará por cada MW de incumplimiento del despacho que se encuentre fuera de la banda de tolerancia. Asimismo, se aplicarán las penalizaciones por incumplimiento de despacho de Servicios Conexos descritos en las Bases 10.3.6, 10.3.7, 10.3.8 y 10.3.9.

17.4.6 Las cantidades se acreditan y se cargan a cada Participante del Mercado, así como los pagos que se abonan o se cobran se calcularán de la siguiente manera:

(a) A cada Participante del Mercado se le abona o se le cobra el producto entre la cantidad de energía entregado en el Mercado de Tiempo Real en cada NodoP y el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real para el NodoP correspondiente para cada hora o intervalo de despacho. Los volúmenes de energía acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:

(i) Generadores: se les acreditará la cantidad de energía generada en exceso de la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP; y se les cargará por la cantidad de energía generada que resulte menor a la cantidad de energía programada en el Mercado del Día en Adelanto en cada NodoP.

(ii) A todos los Participantes del Mercado: se les cargará la cantidad de ventas virtuales programadas en el Mercado del Día en Adelanto y se les acreditará la cantidad de 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 cantidad de exportaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto menos la cantidad de exportaciones implementadas, cuando se realicen reducciones, y se les cargará la cantidad de importaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto menos la cantidad de importaciones

implementadas, cuando se realicen reducciones. Lo anterior se calculará para cada hora en cada NodoP que representa un Punto de Entrega o Punto de Recepción, basado en el estado final de las Etiquetas Electrónicas o equivalentes presentadas por cada Participante del Mercado.

(iv) A todos los Participantes del Mercado: Se les acreditará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado de Tiempo Real en las que se reporten como adquirientes, y se les cargará la cantidad de Transacciones Bilaterales Financieras del Mercado de Tiempo Real en las cuales se reporten como emisores, para cada hora en cada NodoP.

(v) Entidades Responsables de Carga: se les cargará por la cantidad de la energía medida, de acuerdo con las Reglas del Mercado en materia de medición, en exceso de la cantidad de compras de energía programadas en el Mercado del Día en Adelanto, y se les acreditará por la cantidad de la energía medida por debajo de la cantidad de compras de energía programadas en el Mercado del Día en Adelanto para cada hora en cada NodoP asociado con un Centro de Carga Directamente Modelado y en cada NodoP Distribuido que representa una zona de carga.

(b) A cada Participante del Mercado se le abona o se le cobra el producto entre la cantidad de cada tipo de Servicios Conexos incluidos en el mercado entregado en el Mercado de Tiempo Real en cada zona de reservas y el precio de tiempo real de cada tipo de reservas en la zona de reservas correspondiente para cada hora o intervalo de despacho. Los

volúmenes de servicios conexos acreditados para abono o cargadas para cobro son los siguientes:

(i) Todos los Participantes del Mercado: se les acreditarán los volúmenes de Servicios Conexos producidos en tiempo real en exceso de los volúmenes programados el Mercado del Día en Adelanto en cada hora, y se les cargarán los volúmenes de los Servicios Conexos producidos o importados en tiempo real por debajo de los volúmenes programados en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora.

(ii) Todos los Participantes del Mercado: se les cargarán los volúmenes de las obligaciones de reservas en tiempo real en exceso de las obligaciones de reservas programadas en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora y se les acreditarán los volúmenes de las obligaciones de reservas en tiempo real por debajo de las obligaciones de reservas programadas en el Mercado del Día en Adelanto en cada hora.

(c) Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de PRIMERA ETAPA):

(i) A los Generadores se les abonará el total de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, excepto cuando se hayan auto asignado o no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el día de operación.

(ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.

(d) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA):

(i) A los Generadores se les abonará el total de Garantía de Suficiencia de Ingresos por la Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real por cada día en que sus Unidades de Central Eléctricas reciban una asignación en el Mercado de Tiempo Real, excepto cuando se hayan auto asignado o no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.

(ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.

(e) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real (mercado de SEGUNDA ETAPA):

(i) Se les abonará a los Generadores, cuando reciben instrucciones del CENACE para operar a niveles diferentes al punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, el precio de abono de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real multiplicado por cada MWh de diferencia entre el nivel real de producción y el punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, si dicha diferencia ha producido un costo neto al Generador, excepto por las horas en que no hayan seguido las instrucciones de despacho. La Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real no se aplicará a las Unidades de Central Eléctrica que, en el mismo día, reciban abonos por la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real.

(ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por el Despacho de Generación en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.

(f) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado (mercado de SEGUNDA ETAPA):

(i) Se les abonará a los Generadores, cuando reciben instrucciones del CENACE para remover de operación sus Unidades de Central Eléctrica con anticipación a la hora anteriormente instruida por el CENACE, el precio de abono de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, excepto cuando no hayan seguido las instrucciones de asignación y despacho en el Día de Operación.

(ii) A los Participantes del Mercado se les cobrará el precio de distribución de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado en cada sistema interconectado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el día correspondiente.

(g) Exceso y faltante de cobros por congestión en el Mercado de Tiempo Real: A los Participantes del Mercado se les abonará o se les cobrará el precio de reembolso por el exceso y faltante de cobro

por congestión en tiempo real en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.

(h) Exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en el Mercado de Tiempo Real: A los Participantes del Mercado se les abonará o se les cobrará el precio de reembolso por el exceso y faltante de cobro por pérdidas marginales en tiempo real en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado.

(i) Penalizaciones en el Mercado de Tiempo Real:

(i) Se cobrará a los Generadores el precio de la penalización correspondiente por cada MW de desviación en cada intervalo de despacho, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes. Asimismo, se aplicarán las penalizaciones por incumplimiento de despacho de Servicios Conexos descritos en las Bases 10.3.6, 10.3.7, 10.3.8 y 10.3.9.

(ii) Se abonará a los Participantes del Mercado el Precio de Reembolso por Penalizaciones en el Mercado de Tiempo Real en cada sistema interconectado multiplicado por cada MWh de Compras PM de Energía en dicho sistema interconectado Física para la hora correspondiente.

17.5 Liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista

17.5.1 El CENACE incluirá en las liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista, 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) costos de vigilancia del mercado.

(e) Servicios Conexos no incluidos en el mercado:

(i) Reservas Reactivas.

(ii) Potencia reactiva.

(iii) Servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema.

17.5.2 La CRE determinará las tarifas reguladas para todos los servicios fuera de Mercado Eléctrico Mayorista que se describen en esta Base. Las tarifas reguladas establecerán los precios unitarios y las fórmulas para la asignación a diferentes Participantes del Mercado.

17.5.3 Asimismo, la CRE determinará los costos de vigilancia del mercado que se asignarán a los Participantes del Mercado, así como las fórmulas para la asignación a diferentes Participantes del Mercado.

17.5.4 Cuando la CRE así lo determine, las tarifas reguladas para los Servicios Conexos fuera del Mercado Eléctrico Mayorista 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.

17.5.5 Los Participantes del Mercado que representan activos de Abasto Aislado que operan con una interconexión al Sistema Eléctrico Nacional pagarán por todos los servicios basados en el Mercado Eléctrico Mayorista y fuera de dicho mercado que apliquen, con base en las inyecciones y retiros individuales de cada Unidad de Central Eléctrica y Centro de Carga.

17.5.6 Las tarifas reguladas para los servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista 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.

17.6 Liquidaciones del Mercado para el Balance de Potencia

17.6.1 Los precios pagados y cobrados por el CENACE para los diversos cargos del Mercado para el Balance de Potencia serán calculados conforme al Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

17.6.2 Los pagos basados en el Mercado para el Balance de Potencia se calcularán en el segundo mes después de que finalice el año de operación de que se trate.

17.7 Liquidaciones del Mercado de Certificados de Energías Limpias

17.7.1 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 tres días después de su realización.

17.8 Otras liquidaciones

17.8.1 Los siguientes cargos y créditos se incluirán en las liquidaciones de los Participantes del Mercado:

- (a) Cobro de multas instruidas por la CRE.
- (b) Otras penalizaciones estipuladas en las Reglas del Mercado.
- (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 energía de desbalance en interconexiones internacionales.
- (h) Costos de energía de Confiabilidad en interconexiones internacionales.
- (i) Cuentas incobrables.

17.8.2 Cobro de multas instruidas por la CRE. Cuando la CRE se lo instruya, 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.

17.8.3 Otras penalizaciones estipuladas en las Reglas del Mercado. 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 Capital de Trabajo.

17.8.4 Déficit y superávit de los Contratos de Interconexión Legados. El Generador de Intermediación reportará al CENACE las diferencias entre los cobros y pagos realizados a los titulares de 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. Asimismo, el Generador de Intermediación reportará al CENACE los costos administrativos que autorice la CRE. El valor total del déficit o superávit resultante, más los costos administrativos se reembolsará al Generador de Intermediación. Dicho monto será cargado o abonado a los Participantes del Mercado. Dichos costos se dividirán por las Compras Totales de Energía Física en todos los sistemas eléctricos y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física en todos los sistemas eléctricos, a fin de

aplicarse a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.

17.8.5 Reembolsos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico. En caso que el Fondo de Servicio Universal Eléctrico reintegre fondos al CENACE, dichos fondos se dividirán por las Compras Totales de Energía Física en todos los sistemas interconectados durante el año previo a la reintegración y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física en todos los sistemas interconectados durante el año previo a la reintegración, a fin de abonarlos a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.

17.8.6 Pérdidas no aprobadas por la CRE incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista

(a) 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 serán pagadas a través de la porción de los Componentes de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales y esa porción no será reembolsada al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

(b) 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.

(c) 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 con la periodicidad que se determine en los Manuales de Prácticas de Mercado:

(i) Determinar la cantidad de pérdidas de energía que ocurrieron físicamente.

- (ii) Determinar la cantidad de pérdidas de energía aprobadas por la CRE.
- (iii) 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.
- (iv) El CENACE abonará o cobrará a los Transportistas y Distribuidores por el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, en los términos de las disposiciones correspondientes.
- (d) Los fondos abonados o cobrados a los Transportistas y Distribuidores en relación con cada sistema interconectado se dividirán por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente, a fin de abonarlos o cobrarlos a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.

17.8.7 Pérdidas no aprobadas por la CRE no incluidas en el Mercado Eléctrico Mayorista

- (a) En general, las Entidades Responsables de Carga comprarán energía en los NodosP incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista. En los términos de las Reglas del Mercado en materia de modelos, el Modelo Comercial de Facturación calculará las cantidades de energía cargadas a las Entidades Responsables de Carga por los Centros de Carga Indirectamente Modelados con base en los consumos medidos. Para dichos efectos, las cantidades cargadas en los NodosP serán mayores que las cantidades medidas en sus medidores, tomando en cuenta las pérdidas aprobadas por la CRE.
- (b) La cantidad total de energía 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.
- (c) El CENACE determinará 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 zona de carga y 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.
- (d) El CENACE abonará o cobrará a los Distribuidores por el valor de las pérdidas de energía encima o debajo de los niveles aprobados, en los términos de las disposiciones correspondientes.
- (e) Los fondos abonados o cobrados a los Distribuidores se dividirán por las Compras Totales de Energía Física correspondientes a los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de carga durante el periodo correspondiente y se multiplicarán por las Compras PM de Energía Física correspondientes a los Centros de Carga Indirectamente Modelados en cada zona de carga durante el periodo correspondiente a fin de abonarlos o cobrarlos a los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

17.8.8 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 costo o ingreso neto pagable por o al CENACE, el monto neto relacionado con cada sistema interconectado se dividirá por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente y se multiplicará por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente, a fin de abonarlo o cobrarlo a todos los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.

17.8.9 Intercambios internacionales por Confiabilidad. Para los intercambios que realice el CENACE con sistemas extranjeros para Confiabilidad se deberá observar lo siguiente:

(a) Deberán registrarse en forma horaria las cantidades y los precios acordados con el sistema externo así como los puntos de entrega o de recepción.

(b) Los intercambios programados en el Mercado del Día en Adelanto se registrarán como intercambios programados en el Mercado del Día en Adelanto.

(c) Los intercambios programados en el Mercado de Tiempo Real se registrarán como intercambios programados en el Mercado de Tiempo Real.

(d) El CENACE pagará o cobrará la cantidad por el precio acordado al sistema extranjero.

(e) El CENACE calculará el costo o ingreso neto que resulte de dichas transacciones, entendido como la diferencia entre el precio acordado al sistema extranjero y el valor de la energía de acuerdo con los Precios Marginales Locales correspondientes.

(f) El costo o ingreso neto relacionado con cada sistema interconectado se dividirá por las Compras Totales de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente y se multiplicará por las Compras PM de Energía Física en dicho sistema interconectado durante el periodo correspondiente, a fin de abonarlo o cobrarlo a todos los Participantes del Mercado sobre una base proporcional. Este tipo de cargo se incluirá en la facturación del Mercado de Tiempo Real.

17.8.10 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 Compras PM de Energía Física en todos los sistemas interconectados.

17.8.11 Contratos de Cobertura Eléctrica

(a) Los Participantes del Mercado pueden elegir entre tres opciones para la liquidación de los Contratos de Cobertura Eléctrica:

(i) Sin informar al CENACE (cualquier producto);

(ii) A través del CENACE, mediante la programación de una Transacción Bilateral Financiera (sólo energía y Servicios Conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista); o,

(iii) A través del CENACE, mediante el reporte de una Transacción Bilateral de Potencia (sólo Potencia).

(b) 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 la liquidación de esas transacciones se definen en las Reglas del Mercado relativos al Mercado para el Balance de Potencia.

(c) Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica obtendrán las siguientes ventajas al programar Transacciones Bilaterales Financieras con el CENACE:

(i) La compra neta que el adquirente realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista es menor, ya que se acreditan sus compras a través de los Contratos de Cobertura Eléctrica. Esto reduce el monto garantizado de pago del adquirente ante el CENACE.

(ii) La venta neta del emisor al CENACE es menor, debido a los cargos por la cantidad de energía y otros productos vendidos bajo el Contrato de Cobertura Eléctrica. Esto le permite liquidar su transacción directamente con el adquirente, reduciendo el monto de capital de trabajo requerido para financiar el ciclo de pago ante el CENACE.

(d) Con la finalidad de programar una Transacción Bilateral Financiera o Transacción Bilateral de Potencia, las partes en los Contratos de Cobertura Eléctrica deben informar al CENACE del contenido de las condiciones relevantes:

(i) Las condiciones relevantes de las Transacciones Bilaterales Financieras incluyen la cantidad de energía transferida, el NodoP 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.

(ii) Las condiciones relevantes de las Transacciones Bilaterales de Potencia incluyen la cantidad de Potencia transferida, la zona de Potencia en la cual la Potencia es transferida, y el año en el que se hace la transferencia.

(iii) Entre las condiciones no relevantes se incluyen los pagos acordados entre las partes o las reglas generales del Contrato de Cobertura Eléctrica que generaron la programación específica de la Transacción Bilateral Financiera o Transacción Bilateral de Potencia. El CENACE no requiere esta información.

(e) El registro inicial de las Transacciones Bilaterales Financieras se podrá realizar a partir de 7 días antes de la realización del mercado correspondiente y hasta 3 días después de la realización del mercado correspondiente.

(f) El registro inicial de las Transacciones Bilaterales de Potencia se podrá realizar a partir de 7 días antes de la realización del mercado correspondiente y hasta 1 día antes de la realización del mercado correspondiente.

(g) El Software de Programación Financiera permitirá a los Participantes del Mercado registrar las condiciones relevantes de sus Contratos de Cobertura Eléctrica a fin de que las Transacciones

Bilaterales Financieras y las Transacciones Bilaterales de Potencia resultantes sean registrados automáticamente por el CENACE por la duración de los contratos.

17.9 Pagos

17.9.1 Todos los miércoles el CENACE requerirá el pago de todas las cuentas por cobrar correspondientes a las facturas acumuladas del lunes al domingo de la semana inmediata anterior y emitirá el pago de todas las cuentas por pagar correspondientes las facturas acumuladas del lunes al domingo de dos semanas antes. Dado que el sistema bancario opera

en días hábiles, en caso de que el miércoles (o el día que determine el CENACE) fuese inhábil se permitirá pagar el día siguiente hábil posterior

17.9.2 El capital de trabajo neto de este ciclo de pago se retendrá en el Fondo de Capital de Trabajo.

17.9.3 En caso de mora o incumplimiento de pago de las facturas que emita el CENACE a los Participantes del Mercado, se procederá como sigue:

(a) El CENACE suspenderá los pagos que se le adeuden al Participante del Mercado de que se trate hasta que la factura correspondiente y los intereses generados hayan quedado completamente liquidados.

(b) La mora en el pago generará la obligación para el Participante del Mercado de pagar intereses a una tasa de 2% mensual más 2 veces la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a 28 días, convertida en una tasa por día y calculada diariamente, a partir de la fecha de vencimiento de pago de la factura correspondiente y hasta que ésta se liquide junto con los intereses generados.

(c) El CENACE cubrirá las obligaciones de pago a otros Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores y al propio CENACE asociadas con la factura correspondiente utilizando recursos del Fondo de Capital de Trabajo.

(d) El CENACE hará efectiva la garantía o las garantías de cumplimiento del Participante del Mercado de que se trate, hasta cubrir los pagos no realizados y transferirá los recursos correspondientes al Fondo de Capital de Trabajo.

(e) Si por cualquier razón el valor de las garantías de cumplimiento resulta insuficiente para liquidar la factura correspondiente y los intereses generados, el CENACE procederá a realizar el cobro de los recursos faltantes por la vía que corresponda y, una vez obtenidos estos recursos junto con el reembolso de los gastos y costos adicionales en que haya incurrido para obtenerlos, transferirá los mismos al Fondo de Capital de Trabajo.

17.9.4 Cuando dentro de un periodo de 12 meses, un Participante del Mercado incurra en mora o incumplimiento de pago de cualquier factura emitida por el CENACE se observará lo siguiente:

(a) 1 vez: El CENACE lo notificará al Participante del Mercado.

(b) 2 o más veces: El CENACE lo notificará al Participante del Mercado y lo publicará en el Sistema de Información del Mercado.

(c) 4 veces: Se aumentará al doble el valor del margen prudencial que deba utilizarse para calcular su Responsabilidad Estimada Agregada en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente por un periodo de 12 meses.

(d) 5 veces: El CENACE restringirá al Participante del Mercado por un periodo de 3 meses, limitándolo durante este periodo a que solamente pueda realizar transacciones que no aumenten su Responsabilidad Estimada Agregada.

(e) 7 veces: El CENACE iniciará el procedimiento de terminación anticipada de su contrato de Participante del Mercado dado que se considera como un incumplimiento grave a las Reglas del Mercado.

El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente establecerá términos para que los días adicionales de retraso en el pago de una factura se contabilicen como un incumplimiento adicional.

17.9.5 Los retiros del Fondo de Capital de Trabajo se reembolsarán a dicho fondo por los siguientes medios:

(a) Los pagos atrasados recibidos de los Participantes del Mercado, así como los intereses cobrados, se depositarán en el 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 terminados. 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 con el CENACE hayan terminado, 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 en el Mercado del Día en Adelanto o Compras de energía en el Mercado de Tiempo Real. El precio unitario de las cuentas incobrables se calculará como el balance neto de cuentas no cobrables, dividido entre las Compras Totales de Energía en el Mercado del Día en Adelanto o Compras más las Compras Totales de Energía en el Mercado de Tiempo Real en todos los sistemas interconectados en los 365 días anteriores a la fecha de determinación de las cuentas incobrables. Este precio se le cobrará por cada MWh de las Compras PM de Energía en el Mercado del Día en Adelanto y las Compras PM de Energía el Mercado de Tiempo Real en todos los sistemas interconectados de cada Participante 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 Totales de Energía Física anuales, el periodo para devolver las cuentas incobrables al fondo podrá ser mayor al año. El

Manual de Prácticas de Mercado correspondiente podrá señalar factores de ajuste para modificar el límite de 50 pesos.

(f) El CENACE podrá utilizar financiamiento temporal para aportar recursos al Fondo de Capital de Trabajo si el monto de obligaciones no pagadas es mayor que su capital.

BASE 18

Vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista

18.1 Disposiciones Generales

18.1.1 La vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista, en términos del artículo 104 de la Ley, será ejercida por la Autoridad de Vigilancia del Mercado directamente o a través de la Unidad de Vigilancia del Mercado. La participación que le competa al Monitor Independiente del Mercado en el ejercicio de esta actividad tendrá lugar de conformidad con lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

18.1.2 La Autoridad de Vigilancia del Mercado ejercerá aquellas funciones que en materia de vigilancia se contemplan en el artículo 104 de la Ley y las demás disposiciones jurídicas aplicables para:

- (a) asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista;
- (b) asegurar el cumplimiento de las Reglas del Mercado; y,
- (c) vigilar que las Reglas del Mercado cumplan con los objetivos de la Ley.

18.1.3 Las atribuciones a que se refiere la Base 18.1.2 que no deban ser ejercidas de manera exclusiva por la Autoridad de Vigilancia del Mercado de acuerdo con las disposiciones legales y reglamentarias aplicables, las ejercerá la Unidad de Vigilancia del Mercado siempre y cuando esta unidad administrativa cuente con facultades para hacerlo conforme a lo previsto en la legislación y reglamentación vigentes o en los acuerdos delegatorios correspondientes. La Unidad de Vigilancia del Mercado brindará apoyo y asistencia a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para el ejercicio de las atribuciones a cargo de dicha autoridad y, en el ámbito de su competencia, ejercerá directamente aquellas atribuciones que tenga expresamente encomendadas.

18.1.4 Las funciones de vigilancia que desempeñará el Monitor Independiente del Mercado tendrán por objeto:

- (a) permitir que el Mercado Eléctrico Mayorista cuente con un ente independiente del CENACE y de los Participantes del Mercado que pueda conocer, analizar y evaluar el desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE para emitir en forma periódica informes, opiniones y recomendaciones sobre el desempeño y la evolución de dicho mercado que permitan cumplir con los objetivos previstos en la Base 18.1.2; y,
- (b) coadyuvar en el ejercicio de las atribuciones de vigilancia que ejerzan la Autoridad de Vigilancia del Mercado y la Unidad de Vigilancia del Mercado.

18.1.5 Con el objeto de operar el Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones que promuevan la

competencia, eficiencia y no indebida discriminación, y publicar informes sobre el desempeño y evolución de ese mercado con la periodicidad y en los términos que determine la CRE, conforme a lo previsto en el artículo 108, fracciones IV y XXX, de la Ley, el CENACE deberá:

- (a) informar a la CRE y a la Comisión Federal de Competencia Económica sobre la detección de prácticas monopólicas entre Participantes del Mercado, de posibles intentos de manipulación indebida del Mercado Eléctrico Mayorista o de condiciones que pudieran indicar falta de competencia efectiva, para que dichas autoridades procedan conforme a sus facultades;
- (b) informar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado y a la Unidad de Vigilancia del Mercado sobre la detección de prácticas o actos realizados por Participantes del Mercado que comprometan el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o impidan que las Reglas del Mercado cumplan con los objetivos de la Ley;
- (c) colaborar con el Monitor Independiente del Mercado y facilitar al mismo acceso oportuno a la información que este ente requiera para el mejor cumplimiento de sus funciones;
- (d) proponer a la CRE ajustes y modificaciones a las Reglas del Mercado cuando se requieran para lograr los objetivos de la Ley; y,
- (e) cumplir con las disposiciones que en esta materia prevean los Manuales de Práctica de Mercado.

18.1.6 Sin perjuicio de las funciones que en materia de vigilancia se contemplan en esta Base 18, el Comité de Evaluación del CENACE y del Mercado revisará el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista, emitirá un informe público que contendrá los resultados de esa evaluación y emitirá recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE, en los términos del artículo 112 de la Ley. Corresponderá a la Unidad de Vigilancia del Mercado conocer y tomar en cuenta el resultado de las evaluaciones que realice este comité en ejercicio de sus funciones. El Comité de Evaluación del CENACE y del Mercado podrá apoyarse en el Monitor Independiente del Mercado o en otros expertos independientes para la revisión de las metodologías aplicadas por el CENACE.

18.2 Autoridad de Vigilancia del Mercado

18.2.1 Corresponderá a la Autoridad de Vigilancia del Mercado desempeñar las funciones de vigilancia siguientes:

- (a) Definir los términos para las ofertas basadas en costos, así como de las capacidades disponibles, y ordenar las correcciones, rectificaciones y aplicación de sanciones relacionadas con el artículo 104 de la Ley, para lo cual podrá:
 - (i) emitir criterios para eximir a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizados de las obligaciones relacionadas con sus ofertas y de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía;
 - (ii) emitir disposiciones para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados;

- (iii) establecer los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real;
 - (iv) ordenar la reversión de los ingresos obtenidos en violación de las reglas aplicables, así como la aplicación de multas (estas acciones se limitarán a conducta prohibida y no a la maximización de beneficios de acuerdo con las Reglas del Mercado); y,
 - (v) realizar las demás acciones que considere pertinentes en los términos de la Ley y las Reglas del Mercado.
- (b) Aplicar las sanciones o acciones que correspondan por violaciones al Código de Conducta del Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (c) Autorizar acuerdos mediante los cuales los Participantes del Mercado, el CENACE o los Transportistas o Distribuidores, se comprometa a seguir protocolos específicos a fin de evitar conductas prohibidas.
 - (d) Ordenar el recálculo de los precios de mercado cuando se detecte la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (e) Ordenar la corrección de las Garantías de Suficiencia de Ingresos cuando existan errores o cuando se hayan basado en valores incorrectos.
 - (f) Imponer las sanciones que correspondan respecto de los actos u omisiones que den lugar a ello, en términos de la Ley.
 - (g) Establecer convenios de colaboración con la Comisión Federal de Competencia Económica para la persecución de prácticas monopólicas.
 - (h) Las demás que señalen la Ley, las Reglas del Mercado o cualquier otro ordenamiento jurídico aplicable.

18.3 Unidad de Vigilancia del Mercado

18.3.1 Corresponderá a la Unidad de Vigilancia del Mercado desempeñar las funciones de vigilancia siguientes:

- (a) Supervisar y vigilar 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 de la ley.
- (b) Conocer, analizar y evaluar el comportamiento de los Participantes del Mercado y del CENACE en el Mercado Eléctrico Mayorista a efecto de adoptar las medidas, resoluciones y demás determinaciones que le competan o para apoyar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado conforme a lo previsto en el inciso (a) de la Base 18.2.1.
- (c) Generar propuestas y brindar apoyo a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para que ésta desempeñe las funciones a que se refiere la Base 18.2.1.

(d) Emitir y publicar informes sobre el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, y publicar los que emita periódicamente el Monitor Independiente del Mercado junto con las opiniones y recomendaciones que haya realizado.

(e) Requerir a los Participantes del Mercado y al CENACE, así como a los Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía, ya sea directamente o a través de quien tenga facultades para hacerlo, la presentación de la documentación e información que sea necesaria para cumplir con sus funciones de vigilancia.

(f) Proponer visitas de verificación, inspección o supervisión, y en su caso, que se cite a comparecer, a quienes participen en el Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de supervisar y vigilar el cumplimiento de las Reglas del Mercado.

(g) Determinar los precios de referencia de combustibles y otros insumos relevantes.

(h) Supervisar el impacto de las acciones de los Participantes del Mercado, así como de los Transportistas y Distribuidores en los precios resultantes en el Mercado Eléctrico Mayorista o en los mercados a futuro de energía y Productos Asociados.

(i) Iniciar una investigación por iniciativa propia, o a propuesta del Monitor Independiente del Mercado, del CENACE o de algún Participante del Mercado o Generador Titular de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía, con la finalidad de obtener información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la violación de las Reglas del Mercado por parte del CENACE, Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, así como violaciones a los procedimientos o instrucciones del CENACE por parte de los Participantes del Mercado.

(j) Verificar los parámetros de costos y de capacidad registrados por los Participantes del Mercado.

(k) Determinar las correcciones que deban realizarse a los parámetros registrados de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados y realizar las acciones que correspondan.

(l) Auditar los cálculos de las Garantías de Suficiencia de Ingresos y proponer su corrección a la Autoridad de Vigilancia del Mercado cuando existan errores o cuando se hayan basado en valores incorrectos.

(m) Otorgar exenciones a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizados de las obligaciones relacionadas con sus ofertas y de su participación en el programa de recursos con restricciones de energía, en términos de los criterios emitidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

(n) Referir a la Comisión Federal de Competencia Económica los presuntos casos de violaciones del marco legal en materia de competencia económica, y los demás casos que correspondan a dicha comisión.

- (o) Promover y asegurar la debida observancia del Código de Conducta del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (p) Vigilar que las ofertas del Generador de Intermediación sean acordes a las Reglas del Mercado.
- (q) Promover la emisión, modificación o derogación de las Reglas del Mercado, cuando ello resulte necesario y adecuado para lograr los objetivos señalados en la Base 18.1.2.
- (r) Presentar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado los posibles incumplimientos de las disposiciones jurídicas por parte de los Participantes del Mercado o del CENACE y, en su caso, recomendar la sanción correspondiente.
- (s) Las demás que señalen la Ley, las Reglas del Mercado o cualquier otro ordenamiento jurídico aplicable.

18.3.2 Para el desempeño de las funciones de vigilancia a que se refiere la Base 18.3.1, la Unidad de Vigilancia del Mercado contará con el apoyo y la asistencia del Monitor Independiente del Mercado, incluyendo las funciones que se contienen en la Base 18.3.2 y las demás que determine la Unidad de Vigilancia del Mercado.

18.3.3 Los Participantes del Mercado y el CENACE, así como los Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía, deberán conservar y proporcionar a la Unidad de Vigilancia del Mercado cualquier documentación o información que le sea solicitada relativa a su participación en los Mercados que integran la Industria Eléctrica.

18.3.4 La Unidad de Vigilancia del Mercado investigará las siguientes conductas o prácticas que identifique en el Mercado Eléctrico Mayorista y, en caso de encontrar evidencia suficiente que permita presumir una posible violación o infracción a las Reglas del Mercado o a cualquier disposición jurídica, lo notificará a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, a la Comisión Federal de Competencia Económica o a la autoridad que resulte competente, para que la misma proceda conforme a derecho:

- (a) Realizar ofertas por encima de los costos registrados o de los costos de oportunidad calculados conforme a la Ley y a las Reglas del Mercado.
- (b) No ofrecer todas las capacidades de sus Unidades de Central Eléctrica.
- (c) Realizar ofertas que no reflejen sus costos, disponibilidad o capacidades, o bien abstenerse de realizarlas, con el objeto o efecto de modificar los precios de energía eléctrica y los Productos Asociados en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) Coludirse con otros Participantes del Mercado para manipular los precios u ofertas realizadas.
- (e) Realizar actividades que creen o exacerbén diferenciales de precios sin que éstos estén justificados en los costos de las Unidades de Central Eléctrica, o que creen congestión artificial o aparente entre nodos.
- (f) Realizar actividades que pretendan restringir, perjudicar o reducir el nivel de competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

(g) No respetar los programas de mantenimiento aprobados por el CENACE sin razón justificada.

(h) Las demás que señale el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

18.4 Monitor Independiente del Mercado

18.4.1 El Monitor Independiente del Mercado será contratado por la CRE, la Autoridad de Vigilancia o por la Unidad de Vigilancia del Mercado de conformidad con los principios siguientes:

(a) Los expertos que integren al Monitor Independiente del Mercado deberán tener independencia respecto a los Participantes del Mercado y al propio CENACE, por lo que no podrán formar parte de él quienes participen en la administración o fiscalización del CENACE, quienes sean Participantes del Mercado o quienes tengan relación comercial, patrimonial o tengan derechos de control corporativo sobre éstos.

(b) El Monitor Independiente del Mercado será constituido o contratado con la finalidad de que exista un ente independiente que pueda monitorear el desempeño y la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista para lograr los objetivos señalados en la Base 18.1.2.

(c) Las actividades que realice el Monitor Independiente del Mercado para lograr lo anterior facilitarán y fortalecerán el desempeño de las funciones de vigilancia a cargo de la Autoridad de Vigilancia del Mercado y de la Unidad de Vigilancia del Mercado. El apoyo y la asistencia que brinde el Monitor Independiente del Mercado a dichas entidades no deberá comprometer la independencia de su función.

18.4.2 El costo económico para constituir o contratar al Monitor Independiente del Mercado y para que pueda ejercer sus funciones, podrá ser cubierto a través de un cargo a los Participantes del Mercado en los términos de los Manuales de Prácticas del Mercado correspondientes.

18.4.3 Corresponderá al Monitor Independiente del Mercado coadyuvar al desempeño de las funciones a que se refieren las Bases 18.2.1y 18.3.1 referentes a la Autoridad de Vigilancia del Mercado y a la Unidad de Vigilancia del Mercado, así como las demás que señalen la Ley, las Reglas del Mercado o cualquier otro ordenamiento jurídico aplicable.

18.5 Vigilancia de ofertas y costos

18.5.1 Los representantes de Unidades de Central Eléctrica registrarán sus parámetros de costos y capacidad ante el CENACE, sujetos a las disposiciones de la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

18.5.2 Los parámetros registrados para las Unidades de Central Eléctrica estarán basados en costos reales de operación, sin considerar los Contratos de Cobertura Eléctrica que se hayan suscrito con base en dichas centrales. Como única excepción a lo anterior, la Autoridad 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 de Cobertura que hayan sido celebrados o cuyos procesos de adjudicación hayan sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de estas Bases de Mercado.

18.5.3 La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar al propietario de la Unidad de Central Eléctrica directamente confirmación de la información reportada por el representante de la Unidad de Central Eléctrica con el fin de verificar que las ofertas sean presentadas con base en costos.

18.5.4 Para la verificación de los parámetros de costos y de capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá recurrir a terceros. El pago por esta verificación correrá a cargo del Participante del Mercado que corresponda. La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá emitir criterios de carácter general para exentar de esta verificación a plantas que no tengan un impacto significativo en el mercado.

18.5.5 La Unidad de Vigilancia del Mercado verificará que los parámetros registrados reflejen las capacidades, restricciones y costos reales de las Unidades de Central Eléctrica y las capacidades y restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada. Si la Unidad de Vigilancia del Mercado identifica inconsistencias en estos parámetros instruirá al CENACE las correcciones que deban realizarse a los parámetros registrados y a las ofertas basadas en ellos, y propondrá a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la rectificación de la liquidación correspondiente, en su caso.

18.5.6 Los representantes de las Unidades de Central Eléctrica ofrecerán la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos en dichas unidades, a menos que no se encuentren disponibles total o parcialmente debido a una salida programada por mantenimiento, salida forzosa, reducción de potencia u otro motivo aprobado por el CENACE.

(a) El CENACE reportará a la Unidad de Vigilancia del 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 se establecerá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(b) El CENACE también informará a la Unidad de Vigilancia del 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 se establecerá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(c) La Unidad de Vigilancia del Mercado investigará los casos anteriores cuando éstos tengan por efecto un incremento en precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, y en aquellos casos en que las reducciones de la oferta no sean justificadas, la Autoridad de Vigilancia del Mercado 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 se establecerá en los Manuales de Prácticas de Mercado.

18.5.7 Los representantes de Unidades de Central Eléctrica deberán presentar ofertas basadas en costos en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.

(a) Las ofertas basadas en costos deben ser consistentes con los parámetros registrados en el CENACE en términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, y con los índices de precios de combustibles determinados por la Autoridad 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) El Generador podrá calcular un costo de oportunidad para garantizar el uso óptimo de la Unidad de Central Eléctrica, sujeto a las disposiciones de la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

(c) 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 de Mercado.

(d) La Unidad de Vigilancia del Mercado, después de la revisión correspondiente de los parámetros de costo y capacidad registrados, podrá validar la oferta de un Participante del Mercado que exceda los costos de referencia.

(e) El Generador podrá solicitar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la revisión en términos del inciso anterior, dentro de los 10 días después del Día de Operación. En caso de que la Unidad de Vigilancia del Mercado determine que los costos del Generador fueron mayores a los costos con los que el CENACE despachó la Unidad de Central Eléctrica, el Generador tendrá derecho a un pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, en el mercado de PRIMERA ETAPA, o de Garantía de Suficiencia de Ingresos por despacho de generación, en el mercado de SEGUNDA ETAPA. Dicho pago se procesará en la siguiente re-liquidación, sin requerir el re-cálculo de los precios del mercado.

(f) La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá otorgar exenciones al requisito de ofertar todas las capacidades de energía eléctrica y Servicios Conexos, en términos de los criterios emitidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado. El Generador de Intermediación contará con esta exención de forma automática.

18.5.8 Modificación de ofertas y actualización de parámetros

(a) Cuando un Participante del Mercado presente una oferta que, en términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, exceda los parámetros de costo registrados o

costos de oportunidad correspondientes o aquellos casos en los que las capacidades ofrecidas se encuentren por debajo de las capacidades registradas por más de la reducción autorizada por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el Participante del Mercado o Generador Titular de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía debe proporcionar a la Unidad de Vigilancia del 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 o permisionario es suficiente para concluir, a satisfacción de la Unidad de Vigilancia del Mercado y del CENACE, que la oferta representa fidedignamente los costos de operación o capacidades de la Unidad de Central Eléctrica, se procederá a actualizar el registro de los parámetros de capacidades y costos reales de las Unidades de Central Eléctrica o de las capacidades y restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, de forma permanente o temporal, de acuerdo a la razón que haya generado la modificación de parámetros. 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 o el Generador Titular de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía debe asegurarse que la información proporcionada al CENACE refleja fidedignamente sus parámetros de capacidad y costos. El CENACE resguardará la información relacionada con la modificación de los parámetros registrados.

(d) La Unidad de Vigilancia del Mercado puede establecer procedimientos o criterios distintos a los establecidos en la Base 18.5.7, a fin de facilitar la actualización o modificación de los parámetros registrados. Estos procedimientos y criterios, serán informados a los Participantes del Mercado y Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía.

18.5.9 Precios de referencia

(a) El CENACE calculará precios de referencia para todas las unidades.

(b) 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.

(c) 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 de Mercado. Estos precios deberán reflejar los costos de transporte de combustible hasta las respectivas Centrales Eléctricas.

18.5.10 Pisos y topes de las ofertas de compra y venta

(a) La Autoridad de Vigilancia del Mercado establecerá los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado Eléctrico Mayorista. Dichos pisos y topes serán públicos.

(b) La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá establecer una fórmula para el cálculo de pisos y topes de las ofertas de compra y venta específicos para cada unidad. Dicha fórmula, en caso de utilizarse, será pública.

18.5.11 El software de mercado rechazará automáticamente las ofertas que excedan los topes y pisos aplicables.

18.5.12 Cuando el CENACE o cualquier Participante del Mercado detecte alguna conducta que pueda constituir violaciones a las Reglas del Mercado deberá notificarlo a la Unidad de Vigilancia del Mercado para que realice la investigación correspondiente, sin perjuicio de que también lo haga del conocimiento del Monitor Independiente del Mercado.

18.5.13 Cuando un Participante del Mercado detecte un defecto en las Reglas del Mercado que impida

el funcionamiento eficiente del mercado o la operación confiable del Sistema Eléctrico Nacional, deberá notificarlo inmediatamente a la Unidad de Vigilancia de Mercado.

18.5.14 Los ingresos obtenidos derivados de un defecto que ha sido reportado a la Unidad de Vigilancia del Mercado no serán revertidos por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

18.6 Código de Conducta

18.6.1 El Código de Conducta será un instrumento en el que se establecerán reglas, procedimientos y otras disposiciones que deberán observar los Participantes del Mercado, Transportistas, Distribuidores y el propio CENACE para asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las demás Reglas del Mercado.

18.6.2 Las disposiciones del Código de Conducta tendrán por objeto:

- (a) promover la operación competitiva del Mercado Eléctrico Mayorista;
- (b) promover un entorno de competencia y trato equitativo para todos los Participantes del Mercado;
- (c) promover la transparencia, proporcionando información veraz, confiable y oportuna;
- (d) propiciar el sano desarrollo y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista;
- (e) evitar conflictos de interés; y,
- (f) generar un entorno de confianza y certidumbre para toda la industria eléctrica.

18.6.3 Corresponderá a la CRE asegurar la debida observancia del Código de Conducta y para ello deberán:

- (a) promover y vigilar el cumplimiento de las reglas, procedimientos y demás disposiciones del Código de Conducta;
- (b) interpretar las disposiciones del Código de Conducta para efectos administrativos y emitir criterios de interpretación cuando ello sea oportuno;
- (c) aplicar las sanciones que correspondan por violaciones al Código de Conducta; y,
- (d) en su caso, notificar a la autoridad competente y solicitar su intervención cuando existan violaciones al Código de Conducta que así lo ameriten.

18.6.4 Cualquier interesado podrá hacer del conocimiento de la CRE cualquier hecho o circunstancia que constituya una presunta violación al Código de Conducta, en forma anónima o dando a conocer su identidad.

18.6.5 Sin perjuicio de lo anterior, la Secretaría, el CENACE, los Participantes del Mercado, los Transportistas, los Distribuidores y cualquier otro Integrante de la Industria Eléctrica, podrán solicitar formalmente a la CRE que investigue hechos o circunstancias que constituyan una presunta violación al Código de Conducta, cumpliendo para ello con los requisitos de forma e información previstos en el propio Código de Conducta. En ese supuesto, la CRE dará inicio al trámite correspondiente en los términos que prevea el Código de Conducta y, cuando existan elementos para ello, llevará a cabo la investigación solicitada y presentará el resultado de la misma a la CRE para que proceda según corresponda. Cuando no existan elementos suficientes que justifiquen el

realizar una investigación formal, así lo comunicará al solicitante para que manifieste lo que a su derecho convenga.

18.6.6 La existencia de violaciones al Código de Conducta será determinada por la CRE. Cuando una violación al Código de Conducta sea grave y sea cometida por un Participante del Mercado, se considerará como un incumplimiento grave a las Reglas del Mercado para los efectos de la Ley y de las Bases del Mercado Eléctrico. Cuando una violación al Código de Conducta sea grave y la haya cometido alguien distinto a un Participante del Mercado, la CRE aplicará las sanciones que corresponda o lo notificará a la autoridad competente para que, en su caso, esa autoridad actúe conforme a derecho.

18.6.7 Cuando existan violaciones al Código de Conducta, corresponderá a la CRE hacerlas públicas.

18.6.8 Los procedimientos que establezca el Código de Conducta deberán asegurar el debido proceso

legal respecto a las investigaciones y determinaciones antes referidas.

BASE 19

Incumplimientos y solución de controversias

19.1 Restricción o suspensión de la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista

19.1.1 La participación en el Mercado Eléctrico Mayorista de los Participantes del Mercado que incurran en incumplimientos graves a las Reglas del Mercado podrá ser restringida o suspendida por el CENACE a través del procedimiento previsto en esta Base y de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

19.1.2 Cuando un Participante del Mercado incurra en algún incumplimiento grave a las Reglas del Mercado, el CENACE podrá restringir o suspender su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista notificándolo al Participante del Mercado y sin requerir la intervención previa de autoridad alguna.

19.1.3 La restricción o suspensión correspondiente podrá consistir en:

(a) la retención de pagos pendientes;

(b) la inhabilitación de cualquier actividad no esencial en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las siguientes:

(i) transacciones virtuales;

(ii) Transacciones Bilaterales Financieras en las que el Participante del Mercado cuya actividad se restringe se considere emisor;

(iii) Transacciones de Importación y Exportación;

(iv) participación en subastas de Derechos Financieros de Transmisión, excepto para ofrecer la venta de posiciones existentes; y,

(v) participación en Subastas de Mediano y Largo Plazo.

(c) Cualquier otra medida prevista en los Manuales de Prácticas de Mercado que no impida al Participante del Mercado obtener ingresos cuando ello no incremente su Responsabilidad Estimada Agregada y que no ponga en riesgo la Confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

19.1.4 La restricción o suspensión correspondiente continuará vigente en tanto el Participante del Mercado no regularice su situación y no cubra las obligaciones derivadas de su incumplimiento. El CENACE hará del conocimiento del Participante del Mercado la naturaleza y el alcance de la medida de restricción o suspensión ordenada, así como las acciones que deberá realizar el Participante del Mercado para regularizar su situación y, en su caso, la forma y plazos para cubrir las obligaciones que deriven de su incumplimiento.

19.1.5 Se considerará como incumplimiento grave a las Reglas del Mercado cualquiera de las siguientes conductas o situaciones:

(a) Perder la acreditación para realizar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista en los términos de la Base 19.1.6.

(b) La realización de cualquier acción o transacción que interfiera con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsione sus resultados cuando haya dado lugar previamente a rectificaciones en la facturación correspondiente y a pesar de ello haya sido realizada de nueva cuenta.

(c) La mora o incumplimiento de pago de las facturas emitidas por el CENACE por parte un Participante del Mercado cuando ocurra por 7 o más veces dentro de un periodo de 12 meses.

(d) Que la Responsabilidad Estimada Agregada de un Participante del Mercado sea superior a su Monto Garantizado de Pago o que el valor de éste sea inferior al valor mínimo señalado para la Garantía de Cumplimiento Básica en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(e) Cuando el Participante del Mercado incurra en violaciones graves al Código de Conducta a juicio de la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

(f) El incumplimiento reiterado a las Reglas del Mercado cuando el CENACE haya prevenido al Participante del Mercado sobre dicha situación.

(g) Cualquier otro incumplimiento considerado como grave en las Bases del Mercado Eléctrico o en las Disposiciones Operativas del Mercado.

19.1.6 Una vez obtenida la acreditación para realizar operaciones en los términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, será responsabilidad de cada Participante del Mercado mantenerla vigente. Se considerará que un Participante del Mercado ha perdido la acreditación para realizar operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista en cualquiera de los siguientes casos:

(a) Que el CENACE o la Unidad de Vigilancia del Mercado detecten inconsistencias en el registro de activos físicos;

- (b) Cuando el personal que realiza operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista no cumpla con la capacitación y entrenamiento obligatorios que notifique el CENACE;
- (c) Si no se satisfacen las pruebas de transferencia que se requieren para actualizar las cuentas bancarias que haya registrado el Participante del Mercado para las liquidaciones del mercado;
- (d) En todos los demás casos previstos en las Bases del Mercado Eléctrico y en el Manual de Prácticas de Mercado que corresponda; y,

19.1.7 Los Participantes del Mercado cuya participación sea suspendida o restringida por el CENACE en los términos de esta sección, podrán solicitar al CENACE la rectificación correspondiente en los términos del procedimiento para la solución de controversias previsto en la siguiente sección.

19.2 Terminación del contrato de Participante del Mercado

19.2.1 El contrato de Participante del Mercado terminará por cualquiera de las causas siguientes:

- (a) Expiración de su vigencia.
- (b) Acuerdo de las partes.
- (c) Incumplimiento grave de las Reglas del Mercado por parte del Participante del Mercado.
- (d) Incumplimiento reiterado de las obligaciones contractuales a cargo del Participante del Mercado.
- (e) Disolución, liquidación, declaración de insolvencia o quiebra del Participante del Mercado.
- (f) Resolución judicial o administrativa que impida la operación del Participante del Mercado.
- (g) Inactividad del Participante del Mercado por más de 180 días naturales, sin que se haya notificado al CENACE la intención de mantener activo el contrato, o de 360 días naturales en cualquier caso.
- (h) Las demás que establezca el contrato o las Disposiciones Operativas del Mercado.

19.2.2 El procedimiento de terminación de un contrato de Participante del Mercado se substanciará de acuerdo con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y observando las disposiciones contenidas en las Bases del Mercado Eléctrico y en el propio contrato.

19.2.3 En caso de terminación del contrato de Participante del Mercado, el CENACE mantendrá la Garantía de Cumplimiento Básica y cualquier otro instrumento de garantía que haya sido otorgado al CENACE para respaldar el cumplimiento de las obligaciones de pago que formen parte de los Pasivos Potenciales Estimados del Participante del Mercado. Dichas garantías no serán liberadas o devueltas al Participante del Mercado en tanto subsistan obligaciones

pendientes a su cargo.

19.2.4 El CENACE mantendrá una lista actualizada de los Participantes del Mercado a los que se ha iniciado el proceso de terminación del contrato y deberá hacerla pública a través del Sistema de Información del Mercado.

19.2.5 El procedimiento para la terminación de un contrato de Participante del Mercado en modalidad de Suministrador de Servicios Básicos se sujetará a lo siguiente:

- (a) El CENACE notificará a la Secretaría, a la CRE y al Suministrador de Servicios Básicos de que se trate que ha iniciado el proceso para la terminación del contrato.
- (b) La Secretaría determinará al nuevo Suministrador de Servicios Básicos.
- (c) El CENACE continuará cobrando o pagando al Suministrador de Servicios Básicos los importes que resulten de las liquidaciones hasta la terminación del contrato.
- (d) El Suministrador de Servicios Básicos original transferirá sin costo al nuevo Suministrador de Servicios Básicos:
 - (i) los Contratos Legados para el Suministro Básico;
 - (ii) los Contratos de Cobertura Eléctrica adquiridos a través de Subastas de Mediano y Largo Plazo;
 - (iii) los Derechos Financieros de Transmisión legados; y,
 - (iv) los Derechos Financieros de Transmisión adquiridos a través de subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
- (e) Cuando el nuevo Suministrador de Servicios Básicos pueda iniciar operaciones, el CENACE transferirá la representación de los Centros de Carga suministrados por el Suministrador de Servicios Básicos original, y antes de que ello ocurra el Suministrador de Servicios Básicos original continuará suministrando a esos Centros de Carga en condiciones restringidas de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- (f) El CENACE deberá mantener activo el registro del Suministrador de Servicios Básicos en el Sistema de Información del Mercado hasta la fecha de terminación efectiva del contrato de Participante del Mercado. El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente describirá el procedimiento que el CENACE seguirá cuando la fecha de terminación del contrato ocurra.

19.2.6 El procedimiento para la terminación de un contrato de Participante del Mercado en modalidad de Suministrador de Servicios Calificados se sujetará a lo siguiente:

- (a) El CENACE notificará a la CRE, al Suministrador de Último Recurso que corresponda y al Suministrador de Servicios Calificados de que se trate que ha iniciado el proceso para la terminación del contrato.
- (b) La CRE, mediante disposiciones de carácter general, establecerá los procedimientos para identificar a los Suministradores de Último Recurso dentro de la Región en la que opera el Suministrador de Servicios Calificados.
- (c) El Suministrador de Servicios Calificados continuará suministrando a los Centros de Carga que representa en condiciones restringidas de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(d) La representación de los Centros de Carga servidos por el Suministrador de Servicios Calificados será transferida al Suministrador de Último Recurso que el CENACE determine.

(e) El CENACE continuará cobrando o pagando al Suministrador de Servicios Calificados los importes que resulten de la liquidación del mercado hasta la terminación del contrato.

(f) El CENACE deberá mantener activo el registro del Suministrador de Servicios Calificados en el Sistema de Información del Mercado hasta la fecha de terminación efectiva del contrato de Participante del Mercado. El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente describirá el procedimiento que el CENACE seguirá cuando la fecha de terminación del contrato ocurra.

19.2.7 El procedimiento para la terminación de un contrato de Participante del Mercado en cualquier otra modalidad se sujetará a lo siguiente:

(a) El CENACE notificará a la CRE y al Participante del Mercado que ha iniciado el proceso para la terminación de su contrato.

(b) El Participante del Mercado continuará operando en condiciones restringidas de conformidad con lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

(c) El CENACE continuará pagando y cobrando al Participante del Mercado los importes que resulten de las liquidaciones del mercado hasta la terminación del contrato.

(d) El CENACE deberá mantener activo el registro del Participante del Mercado en el Sistema de Información del Mercado hasta la fecha de terminación efectiva del contrato de Participante del Mercado. El Manual de Prácticas de Mercado correspondiente describirá el procedimiento que el CENACE seguirá cuando la fecha de terminación del contrato ocurra.

19.3 Procedimiento para la solución de controversias

19.3.1 Las controversias que surjan en el Mercado Eléctrico Mayorista entre el CENACE y los Participantes del Mercado, o entre Participantes del Mercado cuando así lo hayan pactado, podrán resolverse a través del procedimiento para la solución de controversias previsto en esta sección y de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. Dicho procedimiento también podrá utilizarse para resolver controversias que surjan entre el CENACE y los Transportistas o Distribuidores, o bien, entre los Participantes del Mercado y los Transportistas o Distribuidores.

19.3.2 El procedimiento para la solución de controversias que surjan en el Mercado Eléctrico Mayorista entre el CENACE y los Participantes del Mercado, o bien, entre el CENACE y los Transportistas o Distribuidores, se sujetará a lo siguiente:

(a) Las controversias que podrán resolverse a través de este procedimiento serán aquellas que surjan respecto a:

(i) los estados de cuenta o facturas que emita o deba emitir el CENACE;

(ii) los cálculos de precios, costos, Monto Garantizado de Pago, Responsabilidad Estimada Agregada o cualquier estimación que realice o deba realizar el CENACE;

- (iii) las instrucciones de control operativo que emita o deba emitir el CENACE;
- (iv) las instrucciones de suspensión o restricción de actividades en el Mercado Eléctrico Mayorista que ordene el CENACE a Participantes del Mercado que incumplan con las Reglas del Mercado;
- (v) la falta de acceso al Sistema de Información del Mercado o la falta de información que deba formar parte de dicho sistema; y,
- (vi) Las derivadas de los procesos de conexión e interconexión al Sistema Eléctrico Nacional
- (vii) Las relacionadas con la valuación de los costos derivados de un cambio en la programación de una salida.
- (viii) cualquier otra acción u omisión por parte del CENACE que guarde relación directa con la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (ix) Las demás señaladas en los Manuales de Prácticas de Mercado.

(b) Los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores deberán cumplir las instrucciones de control operativo que emita el CENACE en todo momento. La suposición de que dichas instrucciones hayan sido erróneas no exime al Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor de las penalizaciones y sanciones correspondientes en caso de incumplirlas.

(c) El procedimiento será substanciado por el CENACE de conformidad con los términos, plazos, requisitos y demás aspectos previstos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, sujeto a lo siguiente:

(i) el plazo máximo para resolver cualquier controversia será de 10 días hábiles contados a partir de la fecha en que el Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor la haya planteado al CENACE o de la fecha en que haya presentado la información adicional solicitada por el CENACE o renunciado a su derecho para presentarla;

(ii) el plazo máximo para que el CENACE solicite información adicional al Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor será de 5 días hábiles contados a partir de la fecha en que la controversia haya sido planteada al CENACE; y,

(iii) el plazo máximo para plantear controversias será de 12 meses contados a partir de la fecha en que el Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor haya tenido noticia del acto que haya dado lugar a la controversia.

(d) Los cargos reclamados que, en su caso, fueren recalculados como resultado de la controversia, serán ajustados y compensados en el siguiente ciclo de re-liquidación y facturación.

(e) El CENACE habilitará y mantendrá una oficialía de partes electrónica y permitirá que a través de ella los Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor puedan plantear controversias conforme a lo previsto en esta Base, presentar información adicional solicitada por el CENACE y conocer el estado del proceso y las resoluciones que al efecto dicte el CENACE. Dicha oficialía de partes electrónica se incluirá dentro del Sistema de Información del Mercado y contendrán formatos

que señalen la información requerida para cada tipo de controversia, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.

(f) Las resoluciones que dicte el CENACE podrán ratificar o rectificar el acto impugnado, o bien, desechar la controversia por resultar improcedente. Contra dichas resoluciones podrá interponerse el recurso de revisión ante la CRE, quien resolverá en definitiva.

(g) Con anterioridad a la solicitud del recurso de revisión ante la CRE, el Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor podrán recurrir a los procesos de mediación, revisión por un panel de expertos y arbitraje establecido en los términos de la Base 19.3.3. En dado caso, los resultados de dichos procesos se considerarán en los recursos de revisión que se realicen.

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

(i) Aplicarán las siguientes disposiciones en relación con la mejora de los procesos del Mercado Eléctrico Mayorista:

(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, Transportista o Distribuidor 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.

(ii) 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.

(iii) Con independencia de los procesos de solución de controversias antes referidos, el Comité de Evaluación del CENACE y del Mercado podrá tomar conocimiento de las controversias que se refiere esta Base 19.3.2 a solicitud de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores y hacer recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE.

(j) En lo no previsto en las Bases del Mercado Eléctrico o en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, aplicará supletoriamente la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

19.3.3 El procedimiento para la solución de las controversias que surjan en el Mercado Eléctrico Mayorista entre Participantes del Mercado, cuando así lo hayan pactado, o bien, entre los Participantes del Mercado y los Transportistas o Distribuidores, se sujetará a lo siguiente:

(a) El procedimiento será substanciado de conformidad con los términos, plazos, requisitos y demás aspectos previstos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, y ni el CENACE ni la CRE tendrán participación alguna en el mismo, salvo por lo previsto en el inciso (e) siguiente.

(b) La controversia podrá ser planteada por cualquiera de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, y será sometida a una instancia previa de mediación en la que intentarán resolverla de buena fe en un plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir de la fecha en que sea planteada la controversia, salvo acuerdo expreso de los interesados.

(c) Si la controversia planteada no es resuelta en la instancia de mediación, será sometida a un panel de expertos cuyo informe y recomendación no tendrán carácter vinculatorio para los interesados salvo que así lo hayan acordado previamente. La integración del panel de expertos y las reglas para la emisión del informe y de la recomendación se sujetará a lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente y, salvo acuerdo expreso de los interesados, no deberá tomar más de veinte días hábiles.

(d) Si la controversia no es resuelta aun con el informe y la recomendación que emita el panel de expertos debido a que al menos uno de los interesados no está de acuerdo con la misma, será sometida -junto con el informe y la recomendación que haya emitido el panel de expertos- a un tribunal arbitral o a la vía jurisdiccional que corresponda, dependiendo de la naturaleza de la controversia y del acuerdo previo que tengan los interesados.

(e) La CRE integrará y mantendrá actualizada una lista de expertos calificados en diversas materias relacionadas con el Mercado Eléctrico Mayorista, en términos de lo previsto en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, para facilitar la integración de los paneles de expertos antes referidos. Esta función sólo será ejercida por la CRE en la medida en que no exista en la industria una o varias instituciones que ofrezcan ese servicio.

19.3.4 Controversias relacionadas con el Generador de Intermediación y las Centrales Externas Legadas:

(a) Las controversias que surjan entre el Generador de Intermediación y el CENACE no requieren la participación de los titulares de dichos Contratos de Interconexión Legados, excepto cuando los mismos contratos o las demás disposiciones aplicables a ellos la requieran. Estos últimos sólo serán responsables del cumplimiento de dichos contratos y las disposiciones aplicables a ellos.

(b) Las controversias que surjan entre el Generador que representa a las Centrales Externas Legadas y el CENACE no requieren la participación de los titulares de dichas Centrales Externas Legadas, excepto cuando los mismos contratos o las demás disposiciones aplicables a ellos la requieran. Estos últimos sólo serán responsables del cumplimiento de los contratos de Productor Independiente de Energía y las disposiciones aplicables a ellos.

(c) Las controversias que surjan entre el Generador de Intermediación y los titulares de dichos Contratos de Interconexión Legados se resolverán en los términos de dichos contratos y las disposiciones aplicables a ellos.

(d) Las controversias que surjan entre el Generador que representa a las Centrales Externas Legadas y los titulares de dichas Centrales Externas Legadas se resolverán en los términos de los contratos de Productor Independiente de Energía y las disposiciones aplicables a ellos.

TRANSITORIOS

PRIMERO. Las presentes Bases entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. En tanto se expiden las disposiciones derivadas de estas Bases, se continuarán aplicando, en lo que no se opongan a la misma, las expedidas con anterioridad a su entrada en vigor.

TERCERO. En tanto no inicie operaciones el Mercado Eléctrico Mayorista, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ejercerá el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional y las demás funciones necesarias en términos de las disposiciones expedidas con anterioridad a las Reglas del Mercado correspondientes para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad de dicho Sistema.