

QUINTA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

(Viene de la Cuarta Sección)

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 periodos 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 4/3 antes de realizar la evaluación de factibilidad. Posteriormente, las cantidades que resulten de dicha optimización se multiplicarán por 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 Acumutable 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 Acumutable producida con el total de Energía Eléctrica Acumutable 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 Acumutable que el monto contratado, se tiene una cantidad de generación deficiente.
 - (B) En caso que el Generador haya producido más Energía Eléctrica Acumutable 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 Acumutable producida a lo largo del año, en el punto de interconexión correspondiente.
- (e) El esquema de Energía Eléctrica Acumutable está orientado a los Generadores con fuentes limpias intermitentes. No obstante, los Generadores con fuentes limpias firmes podrán ofrecer Energía Eléctrica Acumutable, 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 Acumutable 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 Acumutable 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 Acumutable se liquidará en los términos de la Base 14.3.13. Para los contratos que incluyen Energía Eléctrica Acumutable:
- (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 Acumutable, y el porcentaje exacto de la producción de cada central que se dedicará a la Energía Eléctrica Acumutable. 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 Acumutable 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 adelanto, 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 Precios 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 Precios 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 Generador 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 las 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 la 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 exacerben 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 18.2.1 y 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.
