

**BASE 9****Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo****9.1 Disposiciones Generales**

**9.1.1** El CENACE conducirá un Mercado del Día en Adelanto, cuyo sistema de recepción de ofertas cerrará el día anterior al Día de Operación y un Mercado de Tiempo Real cuyo sistema de recepción de ofertas cerrará antes de cada Hora de Operación, en los periodos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Además, el CENACE ejecutará los procesos de Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, con el fin de asegurar una adecuada disponibilidad de energía y reservas para apoyar la operación del sistema. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real se complementarán por un Mercado de una Hora en Adelanto.

**9.1.2** La presentación de ofertas y el cálculo del despacho óptimo y de los precios será llevado a cabo de forma separada para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.

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

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

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

- (a) Todas las ofertas de los Generadores se harán en términos de energía neta inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por lo que se debe restar la energía dedicada a usos propios dentro de las Centrales Eléctricas.
- (b) Los pronósticos de demanda realizadas por el CENACE no considerarán que los usos propios dentro de las Centrales Eléctricas formen parte de la demanda.
- (c) Los modelos matemáticos del MDA y MTR obtendrán soluciones en términos de energía neta inyectada y retirada.
- (d) Las instrucciones de despacho que se publiquen en el Sistema de Instrucciones de Despacho (RID) y que se envíen a los sistemas EMS/SCADA se emitirán en términos de energía neta. Dichos valores se podrían convertir a valores a términos de energía bruta, utilizando para la transformación un factor de usos propios para cada Unidad.
- (e) Las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se realizarán en términos de energía neta.

**9.1.6 Ofertas por omisión y ofertas de participantes**

- (a) Los Generadores podrán presentar ofertas de venta para cada una de las Unidades de Central Eléctrica que representen. Asimismo, los Generadores podrán registrar los parámetros de referencia de costos de producción de cada unidad, sujeto a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- (b) En caso de que el Generador no registre estos parámetros o no cumpla las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE estimará los parámetros con base en la tecnología de cada unidad. Los sistemas del Mercado Eléctrico Mayorista calcularán ofertas por omisión para todas las Unidades de Central Eléctrica, basadas en los parámetros registrados de costos de producción o, para los recursos de energía limitada, en costos de oportunidad. Cuando los Generadores no realicen ofertas válidas en los términos de las Reglas del Mercado, el CENACE utilizará automáticamente las ofertas por omisión.

**9.1.7 Herramientas auxiliares del mercado**

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

- (i) **Portal del Mercado del CENACE.** Permite a los Participantes del Mercado realizar ofertas para recursos de generación y Recursos de Demanda Controlable, ofertas de compra y ofertas de venta, así como ofertas de compra y ofertas de venta virtuales.
- (ii) **Software de Programación Física (SPFis).** Permite procesar las Transacciones de Importación y Exportación que entran o salen del Sistema Eléctrico Nacional. El software de programación física se utiliza para procesar Transacciones de Importación y Exportación para programar importaciones o exportaciones y validar cada transacción conforme a las reglas de transacción. Los Participantes del Mercado utilizarán una Etiqueta Electrónica para presentar Transacciones de Importación y Exportación una vez que dicho programa haya sido aceptado en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de una Hora en Adelanto. La programación en el software de programación física tiene dos funciones:
  - (A) Comunicar a los operadores del CENACE los resultados de mercado a través de los cuales se otorga una posición de importación o exportación, a fin de que puedan aceptar la implementación de las etiquetas electrónicas correspondientes; y,
  - (B) Comunicar al sistema de liquidaciones del CENACE cuáles Etiquetas Electrónicas fueron implementadas, a fin de que se reflejen en los estados de cuenta de los Participantes del Mercado correspondientes.Los Participantes del Mercado podrán ver todas las programaciones que ingresaron al software de programación física.
- (iii) **Software de Programación Financiera (SPFin).** Esta aplicación permite a los Participantes del Mercado crear Transacciones Bilaterales Financieras y Transacciones Bilaterales de Potencia. El software de programación financiera provee a los Participantes del Mercado de un portal web para programar Transacciones Bilaterales Financieras y Transacciones Bilaterales de Potencia y recibir notificación de programaciones pendientes de aprobación.
- (iv) Los demás sistemas requeridos para cumplir los criterios aplicables en materia de Redes Eléctricas Inteligentes.

#### 9.1.8 Despacho económico

- (a) El despacho económico buscará maximizar el excedente económico total esperado sujeto a:
  - (i) Balancear inyecciones y retiros de energía eléctrica en cada NodoP incluyendo la generación, la demanda y las transferencias de energía eléctrica entre NodosP, o bien, balancear inyecciones y retiros en cada sistema interconectado sujeto a una restricción de que las transferencias de energía eléctrica entre NodosP corresponda a las inyecciones y retiros de generación y demanda en cada NodoP.
  - (ii) Cumplir con los requisitos de Reservas de Regulación Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias.
- (b) La energía eléctrica y las Reservas (de Regulación Secundaria, Rodantes, Operativas y Suplementarias) se co-optimizarán.
  - (i) Las restricciones de energía eléctrica y reservas se encajarán de forma que el precio del mercado por un producto de menor calidad (por ejemplo, las reservas operativas) no sea mayor al precio por un producto de mayor calidad (como las Reservas Rodantes).
  - (ii) Las restricciones de reservas serán zonales. Las zonas de reservas no se podrán definir de forma que las distintas Unidades de Central Eléctrica de una Central Eléctrica Agregada se asignen a diferentes zonas.
  - (iii) Se aplicarán curvas de demanda de reservas de tal forma que el costo de producción considerado en el problema de optimización incluirá un costo de penalidad por operar con un nivel de reservas cerca al mínimo requerido, el cual se incrementa en la medida que ese margen se reduzca.

- (c) El CENACE asignará las reservas reactivas y la potencia reactiva considerando las características físicas de la Red Eléctrica y para mantener los voltajes nodales dentro de rangos operativos seguros con base a los Criterios de Confiabilidad. Estas asignaciones se tomarán como insumo para cada optimización del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real.
- (d) El CENACE emitirá instrucciones de despacho que sean técnica y operacionalmente viables a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable, tomando en cuenta las siguientes restricciones, entre otras:
  - (i) Respetar máximos, mínimos y límites de rampas.
  - (ii) Respetar zonas prohibidas de operación dentro de las cuales las Unidades de Central Eléctrica no pueden sostener la operación.
  - (iii) Respetar los tiempos de arranque, tiempos mínimos de funcionamiento, tiempos mínimos de paro y niveles mínimos de despacho.
  - (iv) Respetar las restricciones de transmisión:
    - (A) Se aplicarán restricciones graduales en el modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, de forma que el modelo asuma un precio de penalidad por operar cada línea cerca a su límite. Dicho precio se incrementa en la medida que el flujo se acerque al límite.
    - (B) El CENACE, conforme a los Manuales de Prácticas de Mercado, determinará límites flexibles y permitirá una relajación limitada de las restricciones de transmisión, sólo en condiciones de operación en las que no es factible respetar los criterios típicos de operación.
  - (v) Mantener los niveles de voltaje y los demás criterios de operación.
  - (vi) Mantener el intercambio programado con los sistemas eléctricos transfronterizos y colindantes al Sistema Eléctrico Nacional.
- (e) El despacho económico permitirá la relajación de las restricciones a que se refieren los incisos (a) y (d) que anteceden cuando se requiera para asegurar la existencia de una solución factible, mediante la aplicación de factores de penalidad, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (f) Todos los recursos, incluyendo los recursos intermitentes y los recursos no despachables, deberán reducir su generación de conformidad con las instrucciones del CENACE y de acuerdo con las Reglas del Mercado y el Código de Red. Con la finalidad de que el proceso sea eficiente, dicha reducción deberá ejecutarse automáticamente por el software de control de despacho de la central cuando sea técnicamente factible.
- (g) De acuerdo con los Lineamientos para CEL, el CENACE reportará a la CRE cualquier caso en el que una Central Eléctrica limpia haya generado energía eléctrica en violación de las instrucciones de despacho emitidas por el CENACE. No se otorgarán CEL por la energía eléctrica generada durante el tiempo de violación de dichas instrucciones.
- (h) El CENACE podrá remover la asignación a unidades con estatus de operación obligada si esto fuese necesario para mantener la Confiabilidad.
- (i) Los titulares de Contratos de Interconexión Legados están exentos de la obligación de ofrecer y de participar en el despacho económico; para tal efecto el Generador de Intermediación entregará ofertas al CENACE. No obstante, los titulares de Contratos de Interconexión Legados estarán sujetos a las condiciones de sus Contratos de Interconexión Legados en relación con las instrucciones de despacho ordenadas por el CENACE así como los apoyos para el control de voltaje (sistemas automáticos para regulación de voltaje y estabilizadores de potencia).

#### **9.1.9 Precios Marginales Locales**

- (a) El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de la energía en cada NodoP y tendrá tres componentes:
  - (i) Componente de energía marginal.
  - (ii) Componente de congestión marginal.
  - (iii) Componente de pérdidas marginales.

- (b) El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de las Reservas de Regulación Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas totales y Reservas Suplementarias en cada zona de reservas.
- (c) En el mercado de PRIMERA ETAPA, los precios marginales del Mercado de Energía de Corto Plazo serán el menor entre el precio que resulta del programa de despacho en dichos mercados y un precio tope. Para tal efecto, durante los años 2016 y 2017 el precio tope se fijará en el costo de producción de la Unidad de Central Eléctrica de mayor costo en el sistema interconectado correspondiente. A partir de enero de 2018, dicho costo de producción se multiplicará por un factor de 110%, incrementándose a 120% en febrero de 2018 y 10% adicional por cada mes transcurrido hasta la entrada del mercado de SEGUNDA ETAPA, sin que el precio tope rebase el valor de demanda no suministrada.
- (d) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, cada uno de los programas de despacho del Mercado de Energía de Corto Plazo se correrán dos veces: una corrida de despacho y una corrida de precios para cada uno de los mercados. Ambas corridas tendrán las siguientes características:
  - (i) Ambas corridas utilizarán modelos de transmisión idénticos.
  - (ii) Ambas corridas utilizarán ofertas de generación idénticas.
  - (iii) La corrida de despacho utilizará curvas de demandas de reservas y precios de penalidad por la relajación de restricciones con precios más altos que la corrida de precios.
  - (iv) El modelo de precios tomará a las unidades con carga fija (potencia máxima igual a potencia mínima) como despachables entre cero y la potencia máxima.
  - (v) Las restricciones que no están incluidas en el modelo de despacho en tiempo real (por ejemplo, algunas restricciones de voltaje) podrán ser incluidas en el modelo de precios a través de una representación lineal de la restricción en cuestión.
  - (vi) En el mercado de SEGUNDA ETAPA no se aplicará un precio tope absoluto; los precios máximos serán función de los precios de penalidad.
- (e) Los Precios Marginales Locales se calcularán en cada NodoP; los nodos que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista pueden incluir elementos que se consideran parte del sistema de distribución para efectos operativos y de contabilidad. Los precios de los Servicios Conexos incluidos en el mercado se calcularán para cada zona de reservas.
- (f) Como resultado de la optimización, cuando las restricciones estén activas en el despacho para una o más categorías de reservas, los Precios Marginales Locales incluirán el costo marginal de las reservas en la zona correspondiente.
- (g) Como resultado de la optimización, si más de una restricción de reservas esté activa en el mismo despacho, el Precio Marginal Local podrá incluir el costo marginal de más de una categoría de reservas.
- (h) El cálculo del Precio Marginal Local deberá incluir a todas las Unidades de Central Eléctrica despachables, incluyendo aquéllas que deben ser despachadas manualmente (sin capacidad de Control Automático de Generación).

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

## **9.2 Aspectos generales de las ofertas de venta**

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

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

**9.2.3 Parámetros de las ofertas de venta**

- (a) **Estatus de la asignación de la oferta de la Unidad de Central Eléctrica.** Los tres estatus de asignación son:
- (i) No disponible. No disponible para consideración en la asignación de unidades o en el despacho.
  - (ii) Económica. Disponible para la asignación y despacho por el CENACE.
  - (iii) Operación obligada (autoasignación). Asignada a petición del Generador y disponible para despacho. Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán los tiempos mínimos de antelación con que el Generador debe notificar al CENACE del uso de este estatus de asignación. Asimismo, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá prohibir el uso del estatus de operación obligada para una Unidad de Central Eléctrica. En esta determinación:
    - (A) El estatus de operación obligada se refiere exclusivamente a los casos en que el Generador desea que su Unidad de Central Eléctrica se asigne para la operación. Las determinaciones del CENACE de que la asignación y despacho fuera de mérito de una Unidad de Central Eléctrica se requiera para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional son un caso distinto y no corresponden al estatus de operación obligada.
    - (B) La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en consideración la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.
    - (C) La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en cuenta estipulaciones “toma o paga” de los contratos de suministro de combustible u otras restricciones que requieren la operación de una Central Eléctrica, considerando que, en lugar del estatus de operación obligada, los Generadores pueden ofrecer un precio de cero para la operación en vacío y energía incremental o, en caso de que haya una sanción o pena por no usar gas programado, los Generadores pueden ofrecer un precio negativo.
    - (D) La Unidad de Vigilancia del Mercado tomará en cuenta las siguientes razones para que una Unidad de Central Eléctrica presente estatus operación obligada: costos de paro que no se pueden reflejar en los parámetros de la oferta de mercado, riesgos de seguridad a su personal o propiedad, propiamente justificados, riesgos de seguridad a poblaciones afectadas por avenidas, lluvias o inundaciones o la incapacidad probable para volver a arrancar la Unidad de Central Eléctrica.
- (b) **Límites de despacho.** Los representantes de Unidades de Central Eléctrica podrán presentar dos conjuntos de límites de despacho: límites de despacho económico (máximo y mínimo) y límites de despacho de emergencia (máximo y mínimo). El límite de emergencia máximo debe ser mayor o igual que el límite económico máximo. El límite económico mínimo debe ser mayor o igual al límite de emergencia mínimo. Los límites de emergencia sólo se activarán cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia o estado operativo de restauración.
- (c) **Oferta económica.** La oferta económica se presentará en cuatro partes:
- (i) Oferta de arranque. Representa el costo incurrido en iniciar la operación de la Unidad de Central Eléctrica y sincronizarla al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de una condición fuera de línea. En el mercado de SEGUNDA ETAPA se permitirán diferentes ofertas para arranque en frío, arranque tibio y arranque caliente. En caso de usar diferentes ofertas de arranque, la oferta deberá indicar los tiempos de transición de la Unidad de Central Eléctrica, es decir el tiempo después de su salida de operación en el cual se aplica cada tipo de arranque.
  - (ii) Oferta de operación en vacío. Esta oferta corresponde al valor de la curva de costos de una Unidad de Central Eléctrica en un nivel de producción de cero, no obstante, no indica que la Unidad de Central Eléctrica tenga la posibilidad de operar en un nivel de producción de cero. Cuando una Unidad de Central Eléctrica tenga un límite mínimo de despacho que sea mayor a cero, la oferta para operar en dicho nivel de producción será la suma de la oferta de operación en vacío más las ofertas incrementales hasta ese nivel de producción.

- (iii) Oferta incremental. Costo de energía producida en cada hora. Esta oferta corresponde al costo marginal de cada MW de producción, sostenido durante una hora. Se puede expresar en costos unitarios por segmentos por rango de producción. Estas ofertas no pueden ser decrecientes en ningún segmento. Las ofertas incrementales deberán definirse sobre un rango desde cero hasta cuando menos el límite máximo de despacho de emergencia de la Unidad de Central Eléctrica.
  - (iv) Oferta de disponibilidad de reservas. Costo por MW hora por tipo de reservas en cada hora. Esta oferta se calculará de manera tal que el Generador pueda recuperar los costos variables que no se reflejen en las ofertas de arranque, operación en vacío, energía incremental o cualquier otro en caso de proveer reservas, tomando en cuenta que dichas reservas sólo serán despachadas en una porción de las horas en las que se realiza un pago por disponibilidad.
  - (d) **Límite en la energía total diaria.** Representa la cantidad máxima de energía (en MWh) que una Unidad de Central Eléctrica o un conjunto de Unidades de Central Eléctrica representadas por un mismo Participante del Mercado podrá generar en un Día Operativo. Dichos límites sólo se utilizarán en el Mercado del Día en Adelanto.
  - (e) **Capacidad de rampa.** Representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico de la Unidad de Central Eléctrica. Dichas capacidades se podrán definir por separado para la subir y para bajar.
  - (f) **Tiempos de notificación.** Representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de arranque se recibe del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema. En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán especificar diferentes tiempos de notificación para el arranque en frío, arranque tibio y arranque caliente.
  - (g) **Tiempo de arranque.** Representa el tiempo requerido entre el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza con el sistema y el momento en el que la Unidad de Central Eléctrica es liberada para despacho por el CENACE.
  - (h) **Tiempo mínimo de operación.** Representa el número mínimo de horas de operación en un límite mínimo de despacho o por encima de éste que, una vez que se libere para despacho por el CENACE, la Unidad de Central Eléctrica requiere para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones.
  - (i) **Tiempo mínimo de paro.** Representa el número mínimo de horas que, una vez completada su salida de operación, una Unidad de Central Eléctrica requiere permanecer fuera de línea para mantener la seguridad y disponibilidad de sus instalaciones.
- 9.2.4 Pruebas de Generación.** Para realizar Pruebas de Generación, el Generador deberá utilizar el estatus de asignación obligada y ofrecer límites de despacho económico con máximo igual al mínimo, en el nivel de producción asociado con las pruebas. En la liquidación de la energía producida por Pruebas de Generación, el Generador recibirá el valor real de la energía entregada. Los requisitos adicionales para la programación de Pruebas de Generación, así como las características especiales aplicables a la liquidación de esta generación se establecerán en los Manuales de Prácticas del Mercado.
- 9.2.5 Recursos de ciclo combinado.** Cada paquete de ciclo combinado deberá ofrecerse como una sola Unidad de Central Eléctrica Agregada. Las ofertas para dicha Unidad de Central Eléctrica Agregada deberán abarcar todas las configuraciones factibles del paquete de ciclo combinado respectivo.
- (a) Se requieren los siguientes parámetros adicionales de la oferta:
    - (i) Parámetros de las ofertas individuales para todas las configuraciones de operación.
    - (ii) Identificación de transiciones viables entre configuraciones.
    - (iii) Especificación de costos y tiempos para todas las transiciones viables entre configuraciones.
  - (b) Para efectos de ofertas y despacho, las Centrales Eléctricas de ciclo combinado se deben asociar a un solo NodoP Agregado por cada configuración de operación. Para efectos de liquidaciones, las Unidades de Central Eléctrica se pagarán con base en los Precios Marginales Locales individuales de los NodosP Elementales que representan los puntos de interconexión de cada Unidad de la Central Eléctrica.

- 9.2.6 Recursos compuestos.** Para efectos de ofertas y despacho, los recursos compuestos serán asociados a un solo NodoP Agregado. Para efectos de liquidaciones, las Unidades de Central Eléctrica se pagarán con base en los Precios Marginales Locales individuales de los NodosP Elementales que representan los puntos de interconexión de cada Unidad de Central Eléctrica.
- 9.2.7 Recursos menores a 0.5 MW.** Las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW serán Indirectamente Modeladas en el Modelo de la Red Física, excepto cuando su representante solicite que sean Directamente Modeladas y cumple los requisitos aplicables del modelo de la red física asociada y la telemetría de tiempo real, o bien, cuando el CENACE determine que se requiere modelarlas directamente para contribuir a preservar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Los representantes de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas deberán realizar ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo basadas en programas fijos de generación. Los representantes de las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas no podrán realizar ofertas económicas en el Mercado de Energía de Corto Plazo por lo que las Centrales Eléctricas que representan serán tomadores de precios al Precio Marginal Local correspondiente en cada mercado.
- 9.2.8 Recursos sin telemetría.** Todas las Centrales Eléctricas mayores a 0.5 MW y todas las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW que sean Directamente Modeladas deben contar con telemetría en tiempo real disponible para el CENACE. Las Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW que sean Indirectamente Modeladas no requieren telemetría en tiempo real y no recibirán instrucciones de despacho en el Mercado de Tiempo Real.
- 9.2.9 Recursos no despachables.** El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad considerará la generación de las Unidades de Central Eléctrica firmes (p.ej., geotérmicas) e intermitentes (eólicas o solares) que no sean despachables. En el despacho económico en tiempo real, estos recursos recibirán instrucciones de despacho mediante el Registro de Instrucciones de Despacho, iguales a la energía entregada en el intervalo previo, o cuando se encuentren disponibles, iguales a sus pronósticos actualizados en tiempo real de entrega de energía. No obstante lo anterior, el CENACE podrá emitir instrucciones para que estos recursos reduzcan su generación manualmente, cuando sea necesario para preservar la Confiabilidad del sistema.
- 9.2.10 Recursos intermitentes despachables.** Los recursos intermitentes se podrán registrar como despachables si tienen capacidad de despacho. En este caso deberán contar con la capacidad de recibir y enviar información al Registro de Instrucciones de Despacho, y con sistemas de comunicación que permitan informar al CENACE sobre su capacidad disponible en tiempo real.
- 9.2.11 Recursos de emergencia.** Los Recursos o segmentos de capacidad entre el límite normal y el límite de emergencia que ofrecen, se utilizarán cuando el CENACE declare un estado operativo de emergencia o estado operativo de restauración.
- 9.2.12 Recursos de Soporte del Sistema.** Los Recursos de Soporte del Sistema se sujetarán a las siguientes reglas:
- Antes del Día de Operación, el CENACE notificará a los representantes de los Recursos de Soporte del Sistema el período de tiempo y la cantidad de energía y/o potencia reactiva y control de voltaje requerido de cada Recurso de Soporte del Sistema.
  - El CENACE emitirá los programas del Mercado del Día en Adelanto y expedirá instrucciones de arranque a los Recursos de Soporte del Sistema dentro de los procesos del Mercado del Día en Adelanto, Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y Mercado de Tiempo Real.
  - Cuando el CENACE requiera la operación de un Recurso de Soporte del Sistema, su representante podrá ofrecer energía eléctrica y Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo, siempre y cuando esto no ponga en riesgo la capacidad del Recurso de Soporte del Sistema para proporcionar la potencia reactiva y el control de voltaje requeridos por el CENACE.
  - La compensación y liquidación de los representantes de Recursos de Soporte del Sistema que operan como condensador síncrono será establecida por la CRE, sin perjuicio de que estos Recursos de Soporte del Sistema puedan vender la Potencia que corresponda a su capacidad de generación.

- (e) La compensación y liquidación de los representantes de Recursos de Soporte del Sistema que operan como Unidad de Central Eléctrica se realizará a través de la Garantía de Suficiencia de Ingresos que corresponde a la asignación de generación.
- (f) Cuando una Unidad de Central Eléctrica se asigne bajo criterios económicos, el CENACE podrá despacharla para producir o absorber potencia reactiva sin que la unidad se considere Recurso de Soporte del Sistema. No obstante, cuando el despacho de potencia reactiva reduzca la capacidad de la Unidad de Central Eléctrica para producir energía eléctrica, se le pagará una Garantía de Suficiencia de Ingresos que corresponde al despacho de generación.
- (g) El CENACE llevará a cabo revisiones anuales a los Recursos de Soporte del Sistema para establecer si pueden calificar para mantenerse como Recursos de Soporte del Sistema. El CENACE hará pública la lista completa de Recursos de Soporte del Sistema.
- (h) La Unidad de Vigilancia del Mercado vigilará el uso eficiente de los Recursos de Soporte del Sistema.

### **9.3 Aspectos generales de las ofertas de compra**

#### **9.3.1 Ofertas de compra en el Mercado del Día en Adelanto**

- (a) Las Entidades Responsables de Carga podrán presentar ofertas de compra para los Centros de Carga que representan en el Mercado del Día en Adelanto. Dichas ofertas representan una oferta financiera vinculante para comprar energía a precios del Mercado del Día en Adelanto a fin de consumirse en tiempo real en el Día de Operación.
- (b) Las Entidades Responsables de Carga presentarán ofertas de compra en la ubicación que corresponde a los Centros de Carga:
  - (i) Para Centros de Carga Directamente Modelados, la Entidad Responsable de Carga presentará una oferta de compra por cada NodoP.
  - (ii) Para Centros de Carga Indirectamente Modelados, la Entidad Responsable de Carga presentará una oferta de compra por cada zona de carga.
    - (A) El CENACE convertirá estas ofertas de compra en NodosP de acuerdo con los Vectores de Distribución de Carga para efectos de la asignación de unidades y del despacho.
    - (B) El CENACE considerará las ofertas de compra por zona de carga a ser recibida en los NodosP Distribuidos para efectos de liquidación.
- (c) Las Entidades Responsables de Carga podrán presentar dos tipos de ofertas de compra en el Mercado del Día en Adelanto:
  - (i) Ofertas de compra fijas. Las ofertas de compra fijas son “tomadoras de precios” y pagan el Precio Marginal Local determinado para el Mercado del Día en Adelanto para el NodoP que corresponde a su ubicación. La siguiente información se presentará para las ofertas de compra fijas:
    - (A) cantidad de MW; y,
    - (B) ubicación (zona de carga o NodoP) en la que se desea realizar la compra.
  - (ii) Ofertas de compra sensibles al precio: En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Entidades Responsables de Carga podrán expresar su intención de comprar energía a precios específicos sometiendo ofertas de compra sensibles al precio. Para las ofertas de compra sensibles al precio se deberá presentar la siguiente información:
    - (A) Cantidad—Precio: (\$/MWh por hora) que represente el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por los MWh de demanda que desee por cada hora. Se puede expresar en costos unitarios por segmentos por rango de consumo. Las ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento.
    - (B) Límite mínimo en la energía total diaria: Representa la cantidad mínima de energía (en MWh) que un Centro de Carga o un conjunto de Centros de Carga representados por una misma Entidad Responsable de Carga deberá comprar en un Día Operativo. Dichos límites sólo se utilizarán en el Mercado del Día en Adelanto.

- (C) Capacidad de rampa: Representa el cambio máximo (en MW por minuto) en el despacho económico del Recurso de Demanda Controlable. Dichas capacidades se podrán definir en función del punto inicial de operación. Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados deberán tener la capacidad de rampa suficiente para reducir la totalidad de la demanda garantizada en un periodo de 30 minutos o menos.
- (D) Tiempos de notificación: Representan el tiempo requerido entre el momento en que una instrucción de despacho se recibe del CENACE y el momento en que el Recurso de Demanda Controlable realizará el ajuste solicitado. Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados deberán tener un tiempo de notificación no mayor a 30 minutos.
- (E) Ubicación (zona de carga o NodoP) en la que se produce la compra.

### 9.3.2 Ofertas de Compra en el Mercado de Tiempo Real

- (a) Los Recursos de Demanda Controlable son Centros de Carga que tienen la capacidad de responder a las instrucciones para disminuir su consumo de energía eléctrica en tiempo real. Estos recursos se ofrecerán por la Entidad Responsable de Carga que representa el Centro de Carga, a través de las ofertas de compra en el Mercado de Tiempo Real, en la SEGUNDA ETAPA del mercado. Si un Recurso de Demanda Controlable es Directamente Modelado, deberá contar con telemetría que reporte al CENACE la cantidad de energía eléctrica consumida en tiempo real. Los Recursos de Demanda Controlable no participarán en el despacho económico en la PRIMERA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista; sin embargo, las Entidades Responsables de Carga podrán responder a los precios esperados del mercado mediante ajustes propios en su nivel de consumo.
- (b) Los Centros de Carga que no se consideren Recursos de Demanda Controlable no deben realizar ofertas en el Mercado de Tiempo Real. El CENACE despachará las Centrales Eléctricas y recursos de demanda Controlable del Sistema Eléctrico Nacional a fin de atender toda la demanda que se presente en estos Centros de Carga, aunque la demanda real sea diferente a la cantidad asignada en el Mercado del Día en Adelanto. Las diferencias entre la demanda real y las asignaciones del Mercado del Día en Adelanto se liquidarán al precio del Mercado de Tiempo Real. Esta disposición es aplicable cuando las ofertas de compra en el Mercado del Día en Adelanto hayan sido ofertas fijas y cuando hayan sido ofertas de compra sensibles al precio.
- (c) Las Entidades Responsables de Carga que representan a los Recursos de Demanda Controlable podrán realizar ofertas de compra sensibles al precio en el Mercado de Tiempo Real, con los mismos componentes que se requieren para las ofertas de compra sensibles al precio en el Mercado del Día en Adelanto. La cantidad máxima presentada en las ofertas se considerará la cantidad de consumo base, que corresponde a su consumo esperado sin reducciones. El CENACE enviará instrucciones de despacho en tiempo real para los Centros de Carga respectivos. Al respecto, aplicarán las siguientes consideraciones:
  - (i) Cuando el CENACE despache los Recursos de Demanda Controlable en la cantidad de consumo base, no aplicarán cargos por desviaciones entre el consumo real y las instrucciones de despacho.
  - (ii) Cuando el CENACE instruya un nivel de consumo diferente al consumo base, los Recursos de Demanda Controlable incurrirán en cargos por desviaciones ante dichas instrucciones, en los términos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (d) Los Recursos de Demanda Controlable que no presenten ofertas de compra sensibles al precio en el Mercado de Tiempo Real se despacharán en los mismos términos que los Centros de Carga que no se consideran Recursos de Demanda Controlable.
- (e) Cuando un Suministrador haya celebrado Contratos de Cobertura Eléctrica que obligan a otros Participantes del Mercado a atender un porcentaje de carga:
  - (i) los Suministradores y otros Participantes del Mercado podrán informar al CENACE de las Transacciones Bilaterales Financieras referenciadas que transfieren la obligación a otro Participante del Mercado; y,

- (ii) estos Participantes del Mercado podrán realizar las ofertas de compra que corresponden a los porcentajes de la carga que tengan la obligación de cubrir, aun cuando estos Participantes del Mercado no se consideren Entidades Responsables de Carga. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán los términos en que esto se llevará a cabo.
- (f) Las ofertas de Recursos de Demanda Controlable deberán presentarse por la Entidad Responsable de Carga que representa a dicho recurso.

#### **9.4 Ofertas virtuales**

**9.4.1** Las ofertas virtuales sólo se permitirán en el mercado de SEGUNDA ETAPA. Previo al inicio de operaciones de ofertas virtuales, se requerirá la validación por parte la Unidad de Vigilancia del Mercado, a efectos de que dichos instrumentos sean compatibles con la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

**9.4.2** Las ofertas virtuales incluyen un precio al cual los Participantes del Mercado manifestarán su intención de vender o comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto. La posición tomada en el Mercado del Día en Adelanto se liquidará automáticamente en el Mercado de Tiempo Real mediante una transacción equivalente en el sentido contrario. Las ofertas virtuales son financieras porque no requieren la inyección o retiro físico de energía.

**9.4.3** Las ofertas virtuales serán utilizadas generalmente por los Participantes del Mercado con el objetivo de mitigar cambios en el Precio Marginal Local entre el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real.

**9.4.4** Existen dos tipos de ofertas virtuales:

(a) **Oferta virtual de venta.** Es una oferta para vender energía en el Mercado del Día en Adelanto que no representa una intención de generar o consumir energía en el Mercado de Tiempo Real. Para efectos de realizar dicha oferta, los Participantes del Mercado presentarán la siguiente información:

(i) Cantidad—Precio: (\$/MWh por hora) que represente el precio mínimo que el Participante del Mercado está dispuesto a recibir por la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto, y que se podrá expresar en segmentos. Las ofertas de precio mínimo no pueden ser decrecientes en ningún segmento. La cantidad está sujeta a los límites de crédito y a los límites de cantidad establecidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(ii) Ubicación (NodoP o eje de intercambio).

(b) **Oferta virtual de compra.** Es una oferta para comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto que no representa una intención de consumir o generar energía en el Mercado de Tiempo Real. Para efectos de realizar dicha oferta, el Participante del Mercado presentará la siguiente información:

(i) Cantidad—Precio: (\$/MWh por hora) representando el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto, y que se podrá expresar en segmentos. Las ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento. La cantidad está sujeta a límites de crédito y límites de cantidad establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.

(ii) Ubicación (NodoP o eje de intercambio).

#### **9.5 Ofertas de las Unidades de Central Eléctrica**

**9.5.1** Todos los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica, excepto aquéllas incluidas en Contratos de Interconexión Legados, deberán presentar ofertas basadas en costos, incluyendo costo de arranque, costo de operación en vacío y costo de energía incremental para el Mercado de Energía de Corto Plazo, de conformidad con lo siguiente:

(a) Para todas las Unidades de Central Eléctrica, el CENACE mantendrá un registro de parámetros de referencia. Cada Generador podrá registrar los parámetros para cada unidad que representa, sujeto a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado. En caso de que el Generador no registre estos parámetros o no cumpla las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE estimará los parámetros con base en la tecnología de cada unidad. Dicho registro contendrá la información siguiente:

- (i) Parámetros de referencia para costos de arranque, Costo de Operación en Vacío y costos de energía incremental:
  - (A) Los parámetros de referencia de costos podrán incluir componentes que estén indexados a los precios de referencia de los combustibles incluyendo transporte (puesto en planta).
  - (B) Los precios de referencia de combustibles se diferenciarán entre diferentes Centrales Eléctricas a fin de reflejar los costos de transporte aplicables a cada una.
  - (C) Los parámetros de referencia de costos únicamente reflejarán los costos variables, incluyendo los costos de operación y mantenimiento que dependen del uso de la Unidad de Central Eléctrica.
  - (D) Se incluirán en los parámetros de referencia el costo de cumplir con las obligaciones de regulación primaria y el costo de cumplir con cualquier otro requerimiento aplicable a la Unidad de Central Eléctrica.
  - (E) Cuando está limitado el número de arranques disponibles en un periodo, o bien, otro aspecto distinto a la cantidad de energía producida, el Generador podrá calcular un costo de oportunidad para garantizar el uso óptimo de la Unidad de Central Eléctrica, sujeto a las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- (ii) Los costos de oportunidad para los recursos de energía limitada, de conformidad con los cálculos del CENACE o en términos de la Base 6.5.
- (iii) Capacidades máximas y mínimas de producción de energía eléctrica (económicos y de emergencia).
- (iv) Capacidades de Servicios Conexos incluyendo los rangos y razones de cambio.
- (v) Capacidades de rampa (MW por minuto).
- (vi) Tiempos de notificación, tiempos de arranque, tiempos mínimos de operación y tiempos mínimos de paro.
- (vii) Costos de referencia de operación y mantenimiento para la provisión de cada tipo de reserva.
- (viii) Exención, en su caso, del requisito de ofertas basadas en costos.
- (ix) Prohibición, en su caso, para utilizar estatus de operación obligada (autoasignación).
- (b) El CENACE calculará precios de referencia para cada Unidad de Central Eléctrica de acuerdo con los parámetros de referencia para costos a que se refiere el inciso anterior. Las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica deben abarcar la totalidad de sus capacidades físicas disponibles y ser consistentes con los precios de referencia.
- (c) Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán criterios para evaluar si las ofertas de los Generadores se consideran consistentes con los precios de referencia que se derivan de sus parámetros de costos registrados. Estos criterios tendrán el propósito de eliminar la necesidad de controversias e investigaciones en casos donde existen diferencias menores entre los datos del Generador y de la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- (d) Las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica deben respetar la oferta piso y oferta tope que, en su caso, la Unidad de Vigilancia del Mercado establezca para su aplicación general. Cabe destacar que la oferta tope es distinta a los precios tope utilizados en el mercado de PRIMERA ETAPA.
- (e) La Unidad de Vigilancia del Mercado podrá determinar que ciertas Unidades de Central Eléctrica están exentas del requisito de ofertas consistentes con los precios de referencia. En dichos casos, seguirán aplicándose la oferta tope y la oferta piso.
- (f) Las ofertas por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la oferta piso. En caso que la Unidad de Vigilancia del Mercado detecte que un Generador pudo haber usado ofertas debajo de costos con fines de distorsionar la competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista, solicitará la intervención de la Comisión Federal de Competencia Económica.

- (g) Los Generadores podrán "autoasignar" sus Unidades de Central Eléctrica presentando el estatus de operación obligada, excepto cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado les haya prohibido el uso de este estatus. Estos Generadores podrán promover la asignación de sus Unidades de Central Eléctrica presentando ofertas iguales a la oferta piso.
- (h) Las ofertas de energía incremental serán no decrecientes para cada segmento entre cero y el límite máximo de despacho de emergencia de la Unidad de Central Eléctrica.
- (i) Las Centrales Eléctricas de ciclo combinado deberán presentar ofertas de operación en vacío y ofertas de energía incremental para cada configuración de operación, y una matriz de costos de transición para las configuraciones factibles.
- (j) Se requerirá que los recursos intermitentes presenten ofertas y participen en el despacho económico en la medida de sus capacidades.
- (k) El CENACE rechazará las ofertas que excedan los precios de referencia u oferta tope, considerando los criterios establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado, o que se encuentren por debajo de la oferta piso, y aplicará los precios de referencia hasta que se reciban ofertas válidas.
- (l) El CENACE enviará una confirmación sobre las ofertas recibidas y una notificación informando si las ofertas fueron aceptadas o rechazadas.
- (m) El CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que no hayan ofrecido la totalidad de sus capacidades y que no se encuentren en una salida autorizada por el CENACE, e informará a la Unidad de Vigilancia del Mercado al respecto.
- (n) La Unidad de Vigilancia del Mercado identificará a los Generadores que no hayan cumplido con los requisitos de oferta y podrá instruir al CENACE para que modifique las ofertas, de manera que la capacidad completa de generación se haga disponible para despacho. Para estos efectos, la Unidad de Vigilancia del Mercado permitirá la reducción de capacidades ofertadas cuando existan causas justificadas.

## **9.6 Ofertas de Recursos de Demanda Controlable**

- 9.6.1** Las ofertas de compra sensibles al precio reflejan el precio que la Entidad Responsable de Carga está dispuesta a pagar por el consumo de energía. En el mercado de SEGUNDA ETAPA el CENACE emitirá instrucciones de despacho en tiempo real a los Recursos de Demanda Controlable.
- 9.6.2** Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados son los Recursos de Demanda Controlable cuyos representantes están obligados a presentar ofertas de compra sensibles al precio al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real, como resultado de haber registrado un Recurso Demanda Controlable Garantizado.
- 9.6.3** Para todos los Recursos de Demanda Controlable Garantizados:
  - (a) Las ofertas de compra sensibles al precio deberán corresponder a la reducción del 100% de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados a un precio igual o menor a la oferta tope establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
  - (b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA el CENACE podrá calcular costos de oportunidad para Recursos de Demanda Controlable Garantizados con energía limitada. En ese caso, el uso de dichos costos de oportunidad en las ofertas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados será opcional.
- 9.6.4** Los Recursos de Demanda Controlable no garantizada podrán hacer ofertas de compra sensibles al precio al Mercado de Energía de Corto Plazo a cualquier precio debajo de la oferta tope. Los Recursos de Demanda Controlable no garantizada estarán exentos de requisitos de oferta, por lo que el uso de ofertas de compra sensibles al precio es opcional.
- 9.6.5** Las ofertas de compra sensibles al precio de los Recursos de Demanda Controlable, no serán crecientes para cada segmento entre los niveles mínimo y máximo de despacho de la carga.
- 9.6.6** Los Recursos de Demanda Controlable no se incluirán en el mercado de PRIMERA ETAPA; serán incluidos en el mercado de SEGUNDA ETAPA.

**9.7 Ofertas de importación o exportación**

**9.7.1** Las ofertas para realizar Transacciones de Importación y Exportación deberán especificar:

- (a) Cantidad—Precio: (\$/MWh por hora) que represente el precio máximo que el Participante del Mercado está dispuesto a pagar por la energía comprada en el Mercado del Día en Adelanto para su exportación, o bien, el precio mínimo que el Participante del Mercado está dispuesto a recibir por la energía vendida en el Mercado del Día en Adelanto, y que se puede expresar en segmentos. Las ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento, y las ofertas de precio mínimo no pueden ser decrecientes en ningún segmento.
- (b) El Punto de Recepción o Punto de Entrega del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de aplicar los precios de un NodoP específico en el Modelo Comercial de Mercado.

**9.7.2** Los Participantes del Mercado pueden ofrecer una curva de precios para inyectar o retirar energía de un NodoP con interconexión física a un sistema fuera de México.

**9.7.3** Una vez aceptada la oferta, el Participante del Mercado deberá presentar al CENACE la etiqueta electrónica que representa la transacción programada mediante el Software de Programación Física y de conformidad con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

**9.7.4** En el mercado de PRIMERA ETAPA solamente serán aceptadas las Transacciones de Importación y Exportación para el producto energía, con tipo de programación fija, en el Mercado del Día en Adelanto. En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán programar Transacciones de Importación y Exportación de reservas y las Transacciones de Importación y Exportación en el Mercado de una Hora en Adelanto.

**9.7.5** Las Transacciones de Importación y Exportación son físicas en el Punto de Recepción o Punto de Entrega del Sistema Eléctrico Nacional.

**9.8 Transacciones Bilaterales****9.8.1 Transacciones Bilaterales Financieras**

- (a) Las Transacciones Bilaterales Financieras permiten a dos Participantes del Mercado transferir la responsabilidad financiera de la energía o de los Servicios Conexos incluidos en el mercado (no así la provisión física de energía o de Servicios Conexos) entre ellos. Dichas transacciones tienen la función de facilitar la liquidación de los Contratos de Cobertura Eléctrica que se celebren entre Participantes del Mercado, cuando los Participantes del Mercado opten por usarlas.
- (b) Reglas de las Transacciones Bilaterales Financieras
  - (i) Las Transacciones Bilaterales Financieras son transacciones financieras en un NodoP o zona de reservas, que se realizan en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
  - (ii) Mediante una Transacción Bilateral Financiera, el emisor (vendedor) transfiere sus derechos de cobro sobre una cantidad de energía o de Servicios Conexos del mercado al adquirente (comprador).
  - (iii) El CENACE cargará al emisor y acreditará al adquirente por la cantidad de energía o Servicios Conexos incluidos en la Transacción Bilateral Financiera, multiplicada por el precio de mercado de la energía o de los Servicios Conexos.
  - (iv) El CENACE no requiere conocer los aspectos particulares del Contrato de Cobertura Eléctrica que dio lugar a la Transacción Bilateral Financiera.
- (c) Tipos de Transacciones Bilaterales Financieras
  - (i) Fijas. Para un número fijo de MWh. Se pueden presentar tanto en el Mercado del Día en Adelanto como en el Mercado de Tiempo Real. Estas transacciones no se acumularán del Mercado del Día en Adelanto al Mercado de Tiempo Real.
  - (ii) Referenciadas. La cantidad se define como un porcentaje de la energía generada en una Unidad de Central Eléctrica o de la consumida en un Centro de Carga. Estas Transacciones Bilaterales Financieras sólo se aplicarán en el Mercado de Tiempo Real. Deben señalar una cantidad estimada para fines de la asignación de responsabilidades de garantías.

**9.8.2 Transacciones Bilaterales de Potencia**

- (a) Las Transacciones Bilaterales de Potencia son transacciones que comprometen al emisor a entregar Potencia al adquirente y asumen las obligaciones asociadas.
- (b) El CENACE considerará las Transacciones Bilaterales de Potencia en los términos de la Base 11.
- (c) El CENACE no requiere conocer los aspectos particulares del Contrato de Cobertura Eléctrica que dio lugar a la Transacción Bilateral de Potencia.

**9.8.3 Contratos de Cobertura Eléctrica**

- (a) Los Contratos de Cobertura Eléctrica se refieren a cualquier acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos.
- (b) Dos tipos de Contratos de Cobertura Eléctrica se sujetarán a requisitos de información:
  - (i) Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica, y
  - (ii) Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador.
- (c) Requisitos de información:
  - (i) Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica vinculados a una Central Eléctrica y las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica utilizados para satisfacer las obligaciones de un Suministrador deberán informar al CENACE, dentro de los 10 días hábiles de su celebración, los siguientes aspectos:
    - (A) La cantidad de energía eléctrica o Productos Asociados comprometida en el Contrato de Cobertura Eléctrica.
    - (B) El plazo de los compromisos.
    - (C) Las condiciones para la interrupción de las obligaciones de compraventa.
    - (D) Las Unidades de Central Eléctrica a las cuales el contrato está vinculado, los requisitos del Suministrador que pretende satisfacer, o ambos.
  - (ii) No será necesario reportar los precios u otros términos comerciales de los Contratos de Cobertura Eléctrica.
  - (iii) El CENACE dará acceso a la CRE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado a la información recibida.
- (d) Los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica libremente entre ellos, por lo cual podrán determinar las estructuras de pagos y demás términos y condiciones que les convengan.

**9.9 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de horizonte extendido**

**9.9.1** Diariamente, el CENACE evaluará los recursos para los siguientes 7 días con la finalidad de identificar a las Unidades de Central Eléctrica que serán requeridas para la Confiabilidad del sistema y que, debido a su tiempo de arranque, requieran recibir notificaciones con mayor anticipación a los tiempos estándar de notificación del Mercado del Día en Adelanto.

- (a) Si el CENACE identifica Unidades de Central Eléctrica que se requieran asignar con notificación extendida para la Confiabilidad del sistema, éste emitirá la notificación de arranque con el tiempo que se requiera para tener en línea la Unidad de la Central Eléctrica en el momento que sea necesario, pero no emitirá esta instrucción con mayor anticipación a la estrictamente requerida.
- (b) Asimismo, en la evaluación de los siguientes 7 días, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que, debido a sus tiempos mínimos de salida, no se podrán parar en los periodos de baja demanda.
- (c) Si el CENACE identifica Unidades de Central Eléctrica que se requieran mantener en operación durante periodos de baja demanda para la Confiabilidad del Sistema, identificará esta restricción y las incluirá en los modelos de despacho del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

**9.9.2** Asimismo, en la evaluación de los siguientes 7 días, el CENACE identificará las Unidades de Central Eléctrica que, debido a sus costos de arranque, no es económicamente eficiente, desde un punto de vista integral del sistema, parar en los periodos de baja demanda, siempre y cuando el Mercado del Día en Adelanto no tenga la capacidad de optimizar dichos costos. En ese caso:

- (a) El CENACE utilizará los costos de referencia de cada Unidad de Central Eléctrica.
- (b) El CENACE identificará esta restricción y la incluirá en los modelos de despacho del Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

**9.9.3** Las Unidades de Central Eléctrica que sean asignadas bajo los procedimientos anteriores, se considerarán asignadas por el CENACE bajo la figura de asignación y despacho de Centrales Eléctricas fuera de mérito en el Mercado del Día en Adelanto y serán elegibles para los pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.

## **9.10 Pronósticos**

### **9.10.1 Pronósticos de demanda de energía eléctrica**

- (a) En el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE preparará todos los pronósticos de carga.
- (b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Entidades Responsables de Carga deberán presentar al CENACE pronósticos de carga de cada hora:
  - (i) antes de las 9:00 horas de cada día para al menos los siguientes 7 días o un periodo mayor a solicitud del CENACE; y,
  - (ii) en cualquier momento si ocurre un cambio significativo en los pronósticos descritos en el punto anterior, para al menos los siguientes 7 días o un periodo mayor a solicitud del CENACE.
- (c) El CENACE desarrollará pronósticos de demanda de energía eléctrica independientes para su uso en:
  - (i) la planificación de mediano plazo, deberán ser actualizados según sea necesario; y,
  - (ii) la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real; estos pronósticos deberán ser permanentemente actualizados en tiempo real.

### **9.10.2 Pronósticos de generación intermitente**

- (a) Los representantes de las Centrales Eléctricas intermitentes están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica por hora al CENACE, en los términos que definan los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (b) Los representantes de las Centrales Eléctricas intermitentes están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica en tiempo real al CENACE, en los términos que definan los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (c) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de generación para su uso en:
  - (i) la planificación de mediano plazo; y,
  - (ii) la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real.

### **9.10.3 Pronósticos de generación firme no despachable**

- (a) Los representantes de las Centrales Eléctricas firmes no despachables están obligados a presentar pronósticos de generación de energía eléctrica por hora al CENACE:
  - (i) antes de las 9:00 horas de cada día para al menos los siguientes 7 días o un periodo mayor a solicitud del CENACE; y,
  - (ii) en cualquier momento si ocurre un cambio significativo en los pronósticos descritos en el punto anterior, para al menos los siguientes 7 días o un periodo mayor a solicitud del CENACE.

- (b) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de generación para su uso en:
  - (i) la planificación de mediano plazo;
  - (ii) la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real; y,
  - (iii) los estudios de expansión.

#### **9.10.4 Pronósticos de energía hidroeléctrica**

- (a) Los representantes de centrales hidroeléctricas están obligados a presentar pronósticos de energía disponible al CENACE, 10 días antes del inicio de cada mes para los siguientes 18 meses u otro horizonte que se determine en los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (b) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de energía para su uso en la planificación de mediano plazo.
- (c) Los datos de los pronósticos proporcionados por las Centrales Eléctricas incluyen únicamente la cantidad de recursos hídricos disponibles, la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica y los mínimos y máximos. Los parámetros para los costos de oportunidad y despacho serán establecidos por el CENACE con base en esta información.

#### **9.10.5 Pronósticos de disponibilidad de generación**

- (a) Los representantes de todas las Centrales Eléctricas están obligados a registrar las salidas programadas y reales en el sistema de gestión de salidas del CENACE, conforme a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. El CENACE podrá registrar salidas programadas y reales en casos de omisión de los representantes correspondientes.
- (b) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica para su uso en la planificación de mediano plazo.

#### **9.10.6 Pronósticos de disponibilidad de la transmisión y de la distribución que corresponde al Mercado Eléctrico Mayorista**

- (a) Los representantes de todos los activos de transmisión y los activos de distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista tendrán la obligación de registrar las salidas programadas y reales en el sistema de gestión de salidas del CENACE, conforme a lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente. El CENACE podrá registrar salidas programadas y reales en casos de omisión de los representantes correspondientes.
- (b) El CENACE desarrollará pronósticos independientes de disponibilidad de transmisión y distribución para su uso en la planificación de mediano plazo.

#### **9.10.7 Medidas de desempeño**

- (a) El CENACE calculará las métricas de sus propios errores de pronóstico, las cuales se podrán usar en el establecimiento de tarifas reguladas basadas en el desempeño, determinadas por la CRE.
- (b) El CENACE calculará las métricas de los errores en los pronósticos de carga de las Entidades Responsables de Carga, las cuales se podrán usar en el establecimiento de tarifas reguladas basadas en el desempeño, determinadas por la CRE para los Suministradores de Servicios Básicos.
- (c) El CENACE calculará métricas de los errores en los pronósticos de la disponibilidad de los Generadores y Transportistas, así como de los Distribuidores que operan activos de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

#### **9.10.8 Difusión de información pública**

- (a) Las metodologías de pronósticos del CENACE se publicarán en el Sistema de Información del Mercado.
- (b) Los pronósticos específicos se publicarán en tiempo real, a nivel agregado, en el Sistema de Información del Mercado.
- (c) Las métricas de errores de pronósticos serán públicas en el Sistema de Información del Mercado.

**BASE 10****Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo**

---

**10.1 Mercado del Día en Adelanto****10.1.1 Asignación y despacho**

- (a) La asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto se sujetará a lo siguiente:
  - (i) Se establecerá por el CENACE en un solo paso durante el día anterior al Día de Operación.
  - (ii) Tendrá la finalidad de maximizar el excedente económico total al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, mientras asegura que esté disponible para operar la generación suficiente para satisfacer la demanda a la vez que se cumple con los Criterios de Confiabilidad que establezca la CRE a través del Código de Red incluyendo la provisión de Servicios Conexos.
  - (iii) La disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica, incluyendo los programas de generación intermitente, estarán basados en las ofertas de los Participantes del Mercado que las representan.
  - (iv) La disponibilidad de los Recursos de Demanda Controlable se basarán en las ofertas de los Participantes del Mercado que los representan.
  - (v) La demanda estará modelada como ofertada, no como pronosticada por el CENACE.
  - (vi) Los requisitos de Servicios Conexos se calcularán a partir de la demanda modelada y de la penetración de generación intermitente.
  - (vii) Se incluirán las ofertas de compra y venta virtuales.
  - (viii) Las ofertas para Transacciones de Importaciones y Exportaciones de los Participantes del Mercado se co-optimizarán en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
  - (ix) Se utilizará un modelo de red completa, incluyendo pérdidas.
- (b) El despacho económico del Mercado del Día en Adelanto se realizará por el CENACE conjuntamente con la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
- (c) El CENACE calculará los precios que se usarán en la liquidación del Mercado del Día en Adelanto de forma consistente con las cantidades programadas para el despacho del Mercado del Día en Adelanto.
- (d) El CENACE emitirá programas financieros vinculantes para la generación, carga y transacciones virtuales en cada hora para:
  - (i) las cantidades de energía aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto;
  - (ii) las cantidades de Servicios Conexos aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto; y,
  - (iii) la programación de importaciones y exportaciones aceptadas en el despacho del Mercado del Día en Adelanto.
- (e) Las instrucciones de arranque se comunicarán por el CENACE a los Participantes del Mercado después de concluirse el despacho económico del Mercado del Día en Adelanto.

**10.1.2 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto**

- (a) Las Unidades de Central Eléctrica asignadas por el CENACE serán elegibles para recibir pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación.
- (b) La Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto para las Unidades de Central Eléctrica asignadas por el CENACE (en el Mercado del Día en Adelanto, o bien, como resultado de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Mercado del Día en Adelanto, cuando esta última se utilice) será igual a:

- (i) la suma de los costos de arranque del Generador, de Operación en vacío y de energía incremental (así como los costos de disponibilidad de reservas operativas y de regulación en el Mercado del Día en Adelanto, si están incluidos) que serían incurridos para proveer el programa del Mercado del Día en Adelanto para energía y Servicios Conexos durante las 24 horas incluidas en el Mercado del Día en Adelanto, menos
- (ii) los pagos al Generador por la energía y los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto, siempre y cuando la diferencia sea positiva.
- (c) Se anulará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto si las Unidades de Central Eléctrica no operan durante los intervalos de tiempo requeridos o si no siguen las instrucciones de despacho.
- (d) La Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto no aplicará para aquellas Unidades de Central Eléctrica con estatus de operación obligada.

## **10.2 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad**

### **10.2.1 Aspectos generales**

- (a) En la optimización del Mercado del Día en Adelanto se toman decisiones de asignación de Unidades de Central Eléctrica. Estas decisiones dan lugar a la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) A través de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, se asignarán Unidades de Central Eléctrica adicionales a las que se determinaron en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, como sea necesario para producir una solución factible en el modelo de despacho económico.
- (c) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se diferencia de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto en los aspectos siguientes:
  - (i) El CENACE realizará los pronósticos de demanda.
  - (ii) Las ofertas virtuales no serán incluidas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
  - (iii) En las iteraciones que se llevan a cabo después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, se podrán incluir datos actualizados respecto a la disponibilidad de Unidades de Centrales Eléctricas y elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como los pronósticos de demanda.
- (d) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se podrá realizar en más de una ocasión con la finalidad de hacer los ajustes causados por cambios en los pronósticos de demanda, cambios en la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica u otros cambios en las condiciones del sistema.
- (e) Las Unidades de Central Eléctrica asignadas con base en una Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad serán elegibles para recibir los pagos siguientes, según corresponda:
  - (i) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.
  - (ii) Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real (en el mercado de PRIMERA ETAPA).
  - (iii) Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real (en el mercado de SEGUNDA ETAPA).
- (f) El CENACE emitirá instrucciones de arranque para todas las Unidades de Central Eléctrica que hayan sido asignadas durante cualquier hora del Día de Operación.
- (g) Las Asignaciones de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad no se realizarán con un objetivo de reducir costos de operación del sistema.
  - (i) Cuando el estatus de una Unidad de Central Eléctrica se cambia de indisponible a disponible con posterioridad a la realización de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, el CENACE no instruirá el arranque de dichas unidades por motivos económicos.

- (ii) Los Generadores que representan a las Unidades de Central Eléctrica podrán reportar un estatus de operación obligada, siempre y cuando no esté prohibido por la Unidad de Vigilancia del Mercado, a fin de generar una instrucción de arranque para una unidad. En dado caso no recibirán pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto, Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real o Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real.

#### **10.2.2 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad**

- (a) La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se realizará después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad:
  - (i) se puede realizar en múltiples ocasiones después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto;
  - (ii) tiene por finalidad hacer los ajustes ocasionados por cambios en los pronósticos de demanda, cambios en la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica u otros cambios en las condiciones del sistema; y,
  - (iii) se realizará con la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto. En su iteración inicial, contará con las mismas restricciones; sólo se diferenciará mediante la exclusión de ofertas virtuales y el uso de pronósticos de demanda del CENACE. En sus iteraciones posteriores, puede contar con actualizaciones sobre la disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica y elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como de los pronósticos de demanda.
- (c) Las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto se programarán en el Mercado del Día en Adelanto y se liquidarán bajo el sistema de dos liquidaciones.

#### **10.2.3 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto:**

- (a) En el mercado de SEGUNDA ETAPA se realizará una Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad antes de la Asignación de Unidades en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto:
  - (i) se realiza antes de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto; y,
  - (ii) se realizará con la misma función objetivo que se utiliza en el Mercado del Día en Adelanto, observando las mismas restricciones. Sólo se diferenciará mediante la exclusión de ofertas virtuales y el uso de pronósticos de demanda del CENACE.
- (c) La energía y los Servicios Conexos producidos por las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se liquidarán a precios del Mercado de Tiempo Real.
- (d) Todas las Unidades de Central Eléctrica asignadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto se considerarán asignadas por el CENACE bajo la figura de asignación y despacho de Centrales Eléctricas fuera de mérito en el Mercado del Día en Adelanto, de manera que la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto podrá asignar unidades adicionales pero no podrá retirar las decisiones de asignación determinadas en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto.

#### **10.2.4 Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real:**

- (a) Los procesos de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto resultarán en instrucciones de asignación calculadas en intervalos de despacho horarios.

- (b) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real tendrá como función principal incrementar la granularidad de la asignación de Unidades de Central Eléctrica para la operación en el tiempo real, partiendo de la asignación previamente calculada, de tal manera que la asignación de tiempo real quede establecida con base a intervalos de despacho quince-minutales.
- (c) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real podrá determinar nuevas instrucciones de arranque o paro de unidades de arranque rápido e instrucciones de cambio de configuración de recursos de ciclo combinado.
- (d) La Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real se ejecutará una vez cada hora con un horizonte de tiempo de 8 intervalos quince-minutales en adelanto.

#### **10.2.5 Cancelación de las Asignaciones de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad**

- (a) Las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en los diversos procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica podrán ser instruidas a cancelar dichas asignaciones en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, cuando sea necesario para preservar la Confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional. Dichas instrucciones se podrán generar mediante el software utilizado en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, o bien, por el propio CENACE.
- (b) En el mercado de PRIMERA ETAPA, las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en los diversos procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica no serán instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
- (c) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Unidades de Central Eléctrica que fueron asignadas en los diversos procesos de asignación de Unidades de Central Eléctrica podrán ser instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos, cuando la evolución de la oferta y demanda del sistema produzca un exceso de capacidad asignada.
- (d) Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado que se otorgarán en el mercado de SEGUNDA ETAPA a las Unidades de Central Eléctrica cuyas asignaciones se cancelen.

#### **10.3 Mercado de Tiempo Real**

**10.3.1** El Mercado de Tiempo Real se implementará mediante el uso de programas de aplicación en tiempo real para ejecutar el despacho económico y reasignación de unidades con restricciones de seguridad que el CENACE utilizará para la operación del mercado.

**10.3.2** Las ofertas en tiempo real para Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable deben entregarse al CENACE antes de la Hora de Operación, en los periodos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado.

**10.3.3** Las ofertas al Mercado de Tiempo Real podrán variar de las ofertas del Mercado del Día en Adelanto ante cambios en las capacidades disponibles de generación o cambios en los costos de producción que requieran ajustes en las ofertas de precio. El cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real y la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación en el Mercado de Tiempo Real utilizará las ofertas que estuvieran vigentes al momento de la instrucción de asignación.

**10.3.4** Los Participantes del Mercado que representan Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable deben notificar de inmediato al CENACE de cualquier cambio en la disponibilidad o en los planes operativos de sus recursos para el Día de Operación.

**10.3.5** **Proceso de despacho en tiempo real.** El proceso de despacho en tiempo real tiene tres fases, cuyo detalle se establece en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente:

##### **(a) Identificación de restricciones de seguridad**

- (i) Durante la operación en tiempo real, el CENACE llevará a cabo un análisis de seguridad operativa para identificar las restricciones operativas prevalecientes en la Red Nacional de Transmisión y elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, ante la ocurrencia de contingencias.
- (ii) Las restricciones operativas en la Red Nacional de Transmisión y elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, se utilizarán como un insumo permanente al modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad.

**(b) Cálculo de puntos base de despacho económico**

- (i) En cada intervalo de despacho, el CENACE calculará el despacho óptimo de generación y Recursos de Demanda Controlable con restricciones de seguridad (Despacho Económico con Restricciones de Seguridad).
  - (A) El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad maximizará el excedente económico total sujeto al cumplimiento de todas las restricciones.
  - (B) El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad modela los flujos de potencia activa e incluirá todas las restricciones de transmisión en estado estacionario así como las restricciones de seguridad calculadas con herramientas de seguridad operativa.
  - (C) Las restricciones de rampa de las Unidades de Central Eléctrica serán aplicadas con base en la última medición de potencia enviada vía telemetría por cada Generador, tomada desde el estimador de estado.
  - (D) Los puntos base de despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica no despachables estarán basados en la última medición previa o en un pronóstico cuando estén disponibles.
  - (E) Las restricciones de rampa de los Recursos de Demanda Controlable Directamente Modelados serán aplicadas con base en la última medición de demanda enviada vía telemetría por cada Entidad Responsable de Carga.
  - (F) Las restricciones de rampa de los Recursos de Demanda Controlable Indirectamente Modeladas serán aplicadas con base en la instrucción previa de puntos base de despacho económico.
  - (G) Las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Directamente Modeladas que no hayan seguido las instrucciones de despacho en los tres intervalos previos, considerando las bandas de tolerancia establecidas en el Manual de Prácticas del Mercado Correspondiente, recibirán el tratamiento de no despachables a menos que tengan la capacidad de seguir instrucciones en intervalos futuros. Los Manuales de Prácticas de Mercado definirán el proceso para que los operadores del CENACE evalúen la capacidad de seguir instrucciones en intervalos futuros.
- (ii) Los puntos base de despacho económico se publicarán en el Sistema de Información de Mercado para todas las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable. Adicionalmente, los puntos base de despacho económico se enviarán por telecontrol a las Unidades de Central Eléctrica con capacidad para el Control Automático de Generación y a los Recursos de Demanda Controlable Directamente Modelados y a través del Registro de Instrucciones de Despacho para las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable bajo despacho manual.

**(c) Regulación**

- (i) Según sea necesario para mantener la frecuencia e intercambios programados, el CENACE enviará señales a las Unidades de Central Eléctrica con la periodicidad de operación del Control Automático de Generación.
- (ii) Sólo las unidades que han ofrecido regulación secundaria al mercado y cuya oferta ha sido aceptada recibirán instrucciones de regulación secundaria en la operación de tiempo real.
- (iii) Las instrucciones para regulación se distribuirán a todas las unidades elegibles en función de sus características individuales sin importar el costo o las restricciones de transmisión mediante el Control Automático de Generación del CENACE, independientemente para el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California y el Sistema Interconectado Baja California Sur.
- (iv) Las unidades deben tener capacidad e infraestructura para incorporarse al Control Automático de Generación del CENACE, cumpliendo con los requisitos técnicos que el CENACE establezca a fin de ofrecer el servicio de regulación al mercado.

**10.3.6 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones del despacho económico en tiempo real:**

- (a) Se aplicarán penalizaciones a aquellos Generadores cuya producción se desvíe de las instrucciones de despacho más allá de la banda de tolerancia establecida, considerando las instrucciones de despacho de reservas, la capacidad de rampa declarada y los requerimientos de estatismo que establezca el Código de Red. Los Manuales de Prácticas de Mercado establecerán parámetros para el mercado de PRIMERA ETAPA, en los siguientes términos:
  - (i) La banda de tolerancia para desviaciones de la instrucción de despacho.
  - (ii) La penalización por desviaciones fuera de la banda de tolerancia.
- (b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA el cálculo de las penalizaciones deberá basarse en la acumulación de desvíos de los Generadores de sus instrucciones de despacho a través de múltiples intervalos de tiempo, a fin de medir la cantidad total en que su producción, en un periodo determinado, se aparta de sus instrucciones de despacho.
- (c) Las Unidades de Central Eléctrica que no sigan las instrucciones de despacho en tres intervalos consecutivos, perderán la parte proporcional de los pagos por cualquier garantía de suficiencia de ingresos durante el día completo. Para tal efecto:
  - (i) Los pagos totales por cualquier garantía de suficiencia de ingresos para un día completo se dividirán entre el número de periodos de tiempo en el que la Unidad de Central Eléctrica recibe instrucciones para operar por parte del CENACE.
  - (ii) Las Unidades de Central Eléctrica perderán la parte proporcional de los pagos por garantía de suficiencia de ingresos a la cantidad de tiempo comprendido en los intervalos donde su generación se mantuvo fuera de la banda de tolerancia.

**10.3.7 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de regulación secundaria en tiempo real**

- (a) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de regulación secundaria.
- (b) El cumplimiento de las Unidades de Central Eléctrica con las instrucciones de regulación se evaluará mensualmente. Para estos efectos:
  - (i) Se evaluarán todos los intervalos de despacho del mes, a fin de determinar si la producción de la Unidad de Central Eléctrica estuvo dentro de una banda de tolerancia de la instrucción de despacho de regulación secundaria. Dicha banda de tolerancia se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.
  - (ii) Para efectos de lo anterior, los intervalos de despacho de regulación secundaria corresponderán a la periodicidad de operación del Control Automático de Generación, por lo cual serán distintos a los intervalos usados en el despacho económico.
  - (iii) El porcentaje de cumplimiento mensual será el porcentaje de intervalos en los cuales la producción de la Unidad de Central Eléctrica estuvo dentro de la banda de tolerancia de la instrucción de despacho de regulación secundaria.
  - (iv) El estándar mínimo de cumplimiento mensual se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.
  - (v) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes se les revocarán todos los pagos por regulación secundaria en dicho mes. Dicha cancelación de pagos se reflejará en el primer ciclo de re-liquidaciones para cada uno de los días en el mes.
  - (vi) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les prohibirá la presentación de ofertas de regulación secundaria al mercado hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.

**10.3.8 Penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias en tiempo real**

- (a) El CENACE monitoreará el cumplimiento a las instrucciones de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias.

- (b) El cumplimiento de las Unidades de Central Eléctrica con las instrucciones de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias se evaluará mensualmente. Para estos efectos:
- (i) Se evaluarán todos los intervalos de despacho del mes en los cuales hubiera una solicitud de activación de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes o Reservas Suplementarias, a fin de determinar el porcentaje de la energía solicitada que efectivamente se produjo.
  - (ii) El porcentaje de energía producida se calculará como el incremento en producción sobre el intervalo de 10 minutos a partir de la instrucción para reserva Rodante y No Rodante y 30 minutos para Reservas Suplementarias, dividido por la cantidad de energía solicitada. Dicho porcentaje se acotará entre 0% y 100%.
  - (iii) El porcentaje de cumplimiento mensual será el promedio de los porcentajes de energía producida, tomando en cuenta todas las solicitudes de activación de reservas durante un mes. Se calculará por separado para las Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias.
  - (iv) El estándar mínimo de cumplimiento mensual se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.
  - (v) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les revocarán todos los pagos en dicho mes por Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes y Reservas Suplementarias, según sea el caso. Dicha cancelación de pagos se reflejarán en el primer ciclo de liquidaciones para cada uno de los días en el mes.
  - (vi) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcancen el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les prohibirá la presentación de ofertas al mercado de Reservas Rodantes, Reservas No Rodantes o Reservas Suplementarias, según sea el caso, hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.

**10.3.9 Penalizaciones por indisponibilidad del servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema**

- (a) El CENACE monitoreará la disponibilidad del servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, mediante pruebas periódicas y solicitudes en tiempo real.
- (b) El cumplimiento de las Unidades de Central Eléctrica con los requerimientos de disponibilidad se evaluará anualmente. Para estos efectos:
- (i) El porcentaje de cumplimiento anual será el porcentaje de instrucciones que se hayan respondido exitosamente.
  - (ii) El estándar mínimo de cumplimiento anual se definirá en los Manuales de Prácticas de Mercado.
  - (iii) El servicio de arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema se liquidará mediante pagos diarios iguales a 1/20 del valor total del servicio anual, durante los últimos 20 días del mes de enero siguiente a la prestación del servicio. No se les realizan dichos pagos a las Unidades de Central Eléctrica que no hayan alcanzado el estándar mínimo de cumplimiento en un mes.
  - (iv) A las Unidades de Central Eléctrica que no alcanzan el estándar mínimo de cumplimiento en un mes, se les prohibirá ofertar el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema hasta que comprueben la capacidad de ofrecer el servicio.

**10.3.10 Recursos intermitentes**

- (a) Los recursos intermitentes deberán presentar ofertas en el Mercado de Tiempo Real y estar físicamente despachables para reducir su nivel de producción.
- (b) Si los recursos escogen presentar una oferta económica con precios negativos, podrán recibir liquidación basados en un Precio Marginal Local negativo (pagarán al CENACE por la energía producida) aun cuando no reciban instrucciones para reducir su generación.
- (c) Los recursos intermitentes nuevos deberán tener la capacidad de recibir y responder a instrucciones de despacho de manera electrónica.
- (d) Los recursos intermitentes deberán proporcionar pronósticos de generación de corto y mediano plazo cumpliendo los requisitos establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

**10.3.11 Recursos de Demanda Controlable**

- (a) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se permitirá a los Recursos de Demanda Controlable responder a los precios en tiempo real incrementando o disminuyendo su carga mediante su participación en el despacho económico.
- (b) En el Mercado Eléctrico Mayorista, no se harán pagos por reducciones hipotéticas en el consumo de energía con respecto a un nivel de consumo que se presume habría existido si no se hubieran implementado programas de reducción de demanda. Lo anterior, sin perjuicio de que las Entidades Responsables de Carga podrán celebrar contratos o formar asociaciones a fin de pagar a terceros por las reducciones hipotéticas de consumo que se presume haberse logrado a través de las acciones de los terceros.
- (c) El beneficio que las Entidades Responsables de Carga reciben a través del Mercado Eléctrico Mayorista por la reducción de la demanda será el resultado de:
  - (i) una reducción en la cantidad de energía que el usuario debe comprar en el Mercado del Día en Adelanto, o venta de diferencias entre su programación en el Mercado del Día en Adelanto y el consumo en el Mercado de Tiempo Real; y,
  - (ii) una reducción en la obligación de adquisición de Potencia, en caso que los Recursos de Demanda Controlable se activen en las horas utilizadas para calcular dicha obligación, o bien, cuando los Recursos de Demanda Controlable estén disponibles sin recibir una instrucción de despacho en dichas horas.
- (d) El despacho de Recursos de Demanda Controlable en el Mercado de Tiempo Real se basará en las siguientes consideraciones:
  - (i) Las Entidades Responsables de Carga presentarán sus tiempos de notificación requeridos para los diferentes bloques de Recursos de Demanda Controlable.
  - (ii) Los Recursos de Demanda Controlable que requieran notificaciones con más de cinco minutos de anticipación serán despachados por el CENACE mediante instrucciones de arranque y apagado para el "bloque", similares a las emitidas para las Unidades de Central Eléctrica.
  - (iii) Las Entidades Responsables de Carga únicamente podrán presentar sus bloques de Recursos de Demanda Controlable con un mínimo diferente al máximo si el Recurso de Demanda Controlable es despachable dentro de un intervalo de 5 minutos.
  - (iv) Los modelos de despacho usados en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y en el Mercado de Tiempo Real utilizarán pronósticos de carga preparados por el CENACE, modelando cualquier oferta de Recursos de Demanda Controlable de las ofertas de compra de las Entidades Responsables de Carga como recursos disponibles en los NodosP de carga correspondientes.
  - (v) El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad asumirá que todas las instrucciones de despacho previamente emitidas a los Recursos de Demanda Controlable ya se encuentran reflejadas en la carga observada, y que todos los demás Recursos de Demanda Controlable aún son recursos disponibles.
  - (vi) El Despacho Económico con Restricciones de Seguridad puede emitir instrucciones de despacho al Recurso de Demanda Controlable con mínimos diferentes de los máximos, en el intervalo de despacho establecido.
  - (vii) Los Recursos de Demanda Controlable que requieran notificaciones con más de cinco minutos de anticipación sólo se controlarán a través de las instrucciones de asignación de unidades emitidas por la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
- (e) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, los Recursos de Demanda Controlable con medición apropiada y capacidad de variar su consumo de energía en tiempo real podrán producir servicios conexos.

**10.3.12** El Mercado de Tiempo Real podrá operar acoplado a otros mercados internacionales siempre que así lo permitan las leyes y demás disposiciones vigentes.

**10.4 Servicios Conexos****10.4.1 Tipos de Servicios Conexos**

- (a) Los Servicios Conexos incluidos en el mercado son los siguientes:
  - (i) Reservas de Regulación Secundaria. En el mercado de SEGUNDA ETAPA la Regulación Secundaria se separará en dos productos distintos: Regulación al alza y a la baja.
  - (ii) Reservas Rodantes.
  - (iii) Reservas Operativas.
  - (iv) Reservas Suplementarias, según se define en los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (b) Los Servicios Conexos no incluidos en el mercado son los siguientes:
  - (i) Reservas Reactivas (control de voltaje; la disponibilidad para inyectar o absorber potencia reactiva).
  - (ii) Potencia reactiva (soporte de voltaje; la inyección o absorción de potencia reactiva).
  - (iii) Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema.

**10.4.2 Requerimientos de Servicios Conexos**

- (a) El CENACE calculará los requerimientos totales de los Servicios Conexos, así como la porción de los requerimientos totales que cada Participante del Mercado está obligado a obtener, con base en las Reglas del Mercado en materia de Confiabilidad.
- (b) Los requerimientos totales para las reservas incluidas en el mercado tomarán en cuenta el riesgo de disparos de Centrales Eléctricas, salidas no planeadas de la transmisión, la variabilidad y los errores de pronóstico de la generación intermitente y la variabilidad y los errores de los pronósticos de la carga.
- (c) Los requerimientos totales para las reservas basadas en el mercado se expresarán como una función explícita de los parámetros disponibles al operador de mercado, tales como la Unidad de Central Eléctrica más grande que se encuentre en línea, la cantidad de generación intermitente en línea y la cantidad de carga.
- (d) El CENACE publicará los valores de los requerimientos totales de Servicios Conexos y las obligaciones de cada Participante del Mercado. Con base en estas obligaciones, los precios de los Servicios Conexos incluidos en el mercado y las tarifas reguladas de la CRE para los Servicios Conexos no incluidos en el mercado, el CENACE asignará los costos que deberá pagar cada Participante del Mercado por concepto de Servicios Conexos.
- (e) Los pagos por la provisión de reservas pueden ser cancelados en caso de que las Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable no sigan las instrucciones de activación y, además, se aplicarán las penalizaciones por desviación.

**10.4.3 Reglas para Servicios Conexos incluidos en el mercado**

- (a) Los requerimientos totales y obligaciones de los Participantes del Mercado para obtener Reservas de Regulación Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias se establecerán por zona.
- (b) El despacho garantizará la suficiencia de los Servicios Conexos incluidos en el mercado y co-optimizará su provisión con la provisión de energía.
- (c) Los Servicios Conexos incluidos en el mercado serán programados y sus precios serán calculados conjuntamente con la energía en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real. La provisión de dichos Servicios Conexos será liquidada bajo el sistema de doble liquidación.
- (d) El monto de los pagos por la provisión de Servicios Conexos incluidos en el mercado se calculará con base en los precios marginales del despacho. En el mercado de PRIMERA ETAPA, estos precios serán calculados en una sola corrida. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, estos precios serán calculados en la corrida de precios.
- (e) Los precios marginales de las reservas pueden ser entendidos como el costo de oportunidad de no producir energía u otro tipo de reservas, más el costo de la disponibilidad de reservas ofrecido por el recurso marginal.

- (i) El costo de oportunidad de una Unidad de Central Eléctrica en el mercado de energía será el mayor que resulte entre cero y la diferencia entre el Precio Marginal Local en la ubicación de dicha Unidad de Central Eléctrica y su oferta de energía incremental.
- (ii) Los Generadores presentarán un precio de oferta de disponibilidad por MWh que refleje sus costos estimados de operación, mantenimiento y combustible para la provisión de cada tipo de reservas. Este valor se sumará al costo de oportunidad.
- (f) El suministro de reservas supone que las reservas estén disponibles para despacho.
- (g) El pago por la activación de reservas basadas en el mercado se calculará con base en los precios de energía en el Mercado de Tiempo Real (Precio Marginal Local).
- (h) Cuando el Precio Marginal Local no sea suficiente para cubrir el costo de generación por la activación de reservas:
  - (i) en el mercado de PRIMERA ETAPA, la diferencia de incluirá en el cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real; y,
  - (ii) en el mercado de SEGUNDA ETAPA, se calculará la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación.
  - (i) En el mercado de SEGUNDA ETAPA se podrán definir categorías adicionales de servicios conexos, o bien, factores adicionales en el esquema de pagos para las Reservas de Regulación Secundaria, a fin de valorar la precisión, velocidad de respuesta, y otros factores relevantes en la calidad de las reservas proporcionadas, de forma que aquellos recursos que provean una regulación de mayor calidad sean compensados de manera proporcional a la reducción en los costos del Sistema Eléctrico Nacional que producen.

#### **10.4.4 Reglas para Servicios Conexos no incluidos en el mercado**

- (a) Las tarifas reguladas aplicables al control y el soporte de voltaje, así como al arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema, serán determinadas por la CRE.
- (b) El CENACE establecerá el despacho requerido de Reservas Reactivas y potencia reactiva provista por los Generadores, así como otros recursos para el control de voltaje, según sea necesario para satisfacer los Criterios de Confiabilidad previstos en el Código de Red.
- (c) Los requerimientos de Reservas Reactivas y rangos de control de voltaje se establecerán previo al despacho en tiempo real.
- (d) Si fuera necesario para garantizar la disponibilidad de Reservas Reactivas o potencia reactiva, el CENACE reducirá las ofertas de los Participantes del Mercado para producir potencia real y para producir las reservas incluidas en el mercado. Los Participantes del Mercado no serán penalizados por estas reducciones, y estarán elegibles para recibir:
  - (i) en el mercado de PRIMERA ETAPA, la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, la cual compensará cualquier costo de incumplimiento con un programa del Mercado del Día en Adelanto; o bien,
  - (ii) en el mercado de SEGUNDA ETAPA, la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación, la cual compensará cualquier costo de incumplimiento con un programa del Mercado del Día en Adelanto así como cualquier costo de oportunidad incurrido en el Mercado de Tiempo Real.
- (e) El despacho de potencia reactiva se realizará mediante instrucciones telefónicas o a través de medios electrónicos, a los Generadores y los representantes de otros recursos requeridos.
- (f) El CENACE programará a las Unidades de Central Eléctrica para proveer el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema basado en el análisis anual de los requerimientos del sistema y del costo de producción.
- (g) Los planes para el arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema se establecerán en los términos del Código de Red y sus disposiciones.

#### **10.4.5 Curva de demanda de reservas**

- (a) Los requisitos de reservas operativas totales deben entenderse como un punto en una curva de demanda para dichos productos.

- (b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, y optativamente en el mercado de PRIMERA ETAPA, la curva de demanda de reservas tendrá un objetivo de cubrir una porción de los costos fijos de los Generadores. En dicho caso, el precio de la función de demanda de reservas será igual a cero cuando las reservas de cada tipo estén significativamente por arriba de los objetivos correspondientes. El precio de la función de demanda de reservas (por MW-h) se incrementará a medida que las reservas disminuyan, alcanzando el valor de demanda no suministrada cuando las reservas estén significativamente por debajo del objetivo correspondiente.
- (c) La curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado del Día en Adelanto siempre será idéntica a la curva de demanda de reservas utilizada en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) La función precisa de la curva de demanda de reservas será calculada según se determine en los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (e) Los factores de penalidad que permitan la relajación de restricciones en los términos de la Base 9.1.8(e) se aplicarán en todo momento y sin requerir el uso de la curva de demanda de reservas. Los parámetros de la curva de demanda de reservas se fijarán tomando en cuenta los factores de penalidad.

## **10.5 Programación de Importación y Exportación**

### **10.5.1 Disposiciones generales**

- (a) Las ofertas de importación y exportación, hacia y desde el Sistema Eléctrico Nacional, deberán ser presentadas al CENACE por todos los Participantes del Mercado en los horarios establecidos para el Mercado del Día en Adelanto y, en la SEGUNDA ETAPA, para el Mercado de una Hora en Adelanto.
- (b) El CENACE determinará las ofertas de importación y exportación que serán implementadas a través del despacho económico del Mercado del Día en Adelanto y, en la SEGUNDA ETAPA, del Mercado de una Hora en Adelanto. En general, se aceptarán las ofertas de exportación (compra de energía del Sistema Eléctrico Nacional para transportarla al extranjero) que tengan el precio más alto, y se aceptarán las ofertas de importación (venta de energía al Sistema Eléctrico Nacional desde el extranjero) que tengan el precio más bajo.
- (c) Los Participantes del Mercado sólo podrán programar físicamente, mediante una Etiqueta Electrónica o su equivalente, las importaciones y exportaciones una vez que el CENACE haya aceptado su oferta económica. Las Etiquetas Electrónicas de importación y exportación que se propongan al CENACE que no cumplan con lo dispuesto en este párrafo (programas "tomadoras de precios") no serán aceptadas por el CENACE. No obstante lo anterior, los Participantes del Mercado podrán ofrecer importar - vendiendo la energía al mercado a la oferta piso que, en su caso, la Unidad de Vigilancia del Mercado establezca para su aplicación general, u ofrecer exportar - comprando la energía al mercado a la oferta tope que, en su caso, la Unidad de Vigilancia del Mercado establezca para su aplicación general.
- (d) El CENACE no emitirá derechos físicos de transmisión en firme a largo plazo sobre trayectos de importación y exportación entre el Sistema Eléctrico Nacional y sistemas en otros países.
- (e) El CENACE podrá asignar Derechos Financieros de Transmisión mediante subasta y Derechos Financieros de Transmisión por el fondeo de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, desde y hacia los puntos de entrega y puntos de recepción para importaciones y exportaciones. Los Derechos Financieros de Transmisión Legados sólo se otorgarán por la importación a Centros de Carga en territorio nacional.
- (f) Los programas de importaciones y exportaciones se establecerán a partir de los resultados del Mercado del Día en Adelanto, por lo que no se implementarán programas de importación y exportación con anterioridad a la operación de dicho mercado.
- (g) No obstante lo previsto en el párrafo anterior, el CENACE podrá establecer programas de importación y exportación con el fin de asegurar condiciones de Confiabilidad. Los ingresos y requerimientos de pago que resulten de programas de exportación e importación de energía con los sistemas vecinos se asignarán a las Entidades Responsables de Carga mediante la cuenta de energía de desbalance. En el caso particular de exportaciones por Confiabilidad que resulten de condiciones de sobre-

generación no resueltas en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado del Día en Adelanto en el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE podrá programar dichas exportaciones mediante ofertas con los sistemas vecinos.

- (h) Un "límite de la interconexión" se utilizará para obligar al cumplimiento de los límites de programación entre el Punto de Entrega/Punto de Recepción y el área externa de control. Se modelará como una restricción entre el Punto de Entrega/Punto de Recepción y el resto del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor igual a la potencia disponible para programación entre el área de control externa y el Punto de Entrega/Punto de Recepción.
- (i) La importación y exportación de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional se suspenderá en caso de que sea necesario para cumplir con las disposiciones aplicables en materia de la Calidad, Confiabilidad y seguridad del Suministro Eléctrico en dicho sistema.
- (j) La programación de Centrales Eléctricas localizadas en el extranjero interconectadas exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarse como otra Central Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, sin el uso de etiquetas electrónicas.
- (k) La programación de importaciones y exportaciones de Contratos de Interconexión Legados se hará de acuerdo a lo previsto en la Base 10.8 y en los Manuales de Prácticas de Mercado.

#### **10.5.2 Programación y liquidaciones en el Mercado del Día en Adelanto**

- (a) Los Participantes del Mercado presentarán ofertas en el Punto de Recepción/Punto de Entrega en el Mercado del Día en Adelanto de venta para importaciones y de compra para exportaciones.
- (b) Las ofertas de importación y exportación serán optimizadas en el proceso de asignación y despacho del Mercado del Día en Adelanto, y se asumirán como fijas en la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad.
- (c) Los Participantes del Mercado recibirán asignaciones del Mercado del Día en Adelanto por ventas (importaciones del extranjero para entregar y vender energía al Sistema Eléctrico Nacional) o compras (exportaciones al extranjero de energía comprada y retirada del Sistema Eléctrico Nacional) en el Punto de Entrega/Punto de Recepción.
- (d) El límite de interconexión garantizará que las programaciones asignadas en el Mercado del Día en Adelanto sean físicamente factibles.
- (e) El CENACE sólo aceptará las etiquetas electrónicas de los Participantes del Mercado que obtengan asignaciones en el Mercado del Día en Adelanto.
- (f) En caso de existir ofertas de venta (a partir de la importación) a un precio menor a los precios de compra (para exportación), el resultado del Mercado del Día en Adelanto puede incluir la importación y exportación simultáneamente sobre un mismo enlace. No obstante, el CENACE no está obligado a asignar programas de compra y venta que se compensan entre sí con la finalidad de aceptar una cantidad de ofertas que rebase la capacidad del enlace, por lo que el límite en transacciones de importación y el límite en transacciones de exportación se podrán implementar por separado, en los términos de los Manuales de Prácticas de Mercado.
- (g) Las importaciones y exportaciones programadas en el Mercado del Día en Adelanto se liquidarán con base en el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto en el Punto de Entrega/Punto de Recepción.

#### **10.5.3 Programación y liquidación de importaciones y exportaciones en el Mercado de una Hora en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real**

- (a) En el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE no aceptará ofertas para programar importaciones o exportaciones con posterioridad al Mercado del Día en Adelanto.
- (b) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, se permitirá la realización de ofertas al Mercado de una Hora en Adelanto para programar importaciones o exportaciones.
- (c) En el mercado de PRIMERA ETAPA, los incumplimientos o desviaciones de las programaciones del Mercado del Día en Adelanto se liquidarán al Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en el Punto de Entrega/Punto de Recepción. En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las desviaciones del Mercado del Día en Adelanto que se someten al CENACE dentro de los plazos para realizar ofertas al Mercado de una Hora en

Adelanto, se liquidarán al Precio Marginal Local correspondiente del Mercado de una Hora en Adelanto; las demás desviaciones se liquidarán al Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real.

- (d) Siempre que se alcance el límite máximo de importación/exportación, el "límite de la interconexión", combinado con el hecho de que los programas de importación/exportación son considerados como fijos en el despacho de tiempo real, causarán que el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real en el Punto de Entrega/Punto de Recepción esté indefinido. En estos casos, el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto o, cuando exista, el Mercado de una Hora en Adelanto, será utilizado como el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real para todos propósitos.
- (e) En caso de requerimientos de retiro o reducción de una Etiqueta Electrónica o equivalente por condiciones del sistema, el CENACE priorizará dichos retiros o reducciones de acuerdo al resultado económico más favorable para el sistema.
- (f) La energía inadvertida que se genere por las importaciones y exportaciones entre países será liquidada o compensada en los términos que el CENACE acuerde con el operador del sistema externo.

#### **10.5.4 Requerimientos para programación**

- (a) Los programas de importaciones y exportaciones serán los únicos programas físicos administrados por el CENACE.
- (b) Los operadores del sistema en ambas regiones deberán aprobar programas de importación y exportación en el sistema de Etiquetas Electrónicas o equivalente.
- (c) El CENACE sólo aceptará las etiquetas electrónicas o su equivalente de los Participantes del Mercado que tengan asignaciones en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de una Hora en Adelanto.
- (d) Las etiquetas electrónicas implementadas se reflejarán en el sistema de programación física.
- (e) Cuando una etiqueta electrónica o su equivalente no sea implementada o sea reducida debido a un error del CENACE, la posición del Participante del Mercado será cancelada.
- (f) En los demás casos, incluyendo la reducción efectuada por el operador del sistema extranjero o la reducción por el CENACE debido a requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional, la posición del Participantes del Mercado en el Mercado del Día en Adelanto seguirá siendo efectiva, y las desviaciones entre esta posición y la cantidad incluida en la Etiqueta Electrónica final se liquidarán con base en el Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real o, cuando exista y siempre que las desviaciones se reporten al CENACE dentro de los plazos correspondientes, con base en el Precio Marginal Local del Mercado de una Hora en Adelanto.

#### **10.6 Disponibilidad de gas natural**

**10.6.1** El CENACE no asumirá responsabilidad alguna respecto a la contratación, programación, obtención y uso del suministro de gas natural por parte de las Centrales Eléctricas representadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, ni transferirá a los demás Participantes del Mercado Eléctrico el costo que pueda representar para algún Generador la falta de disponibilidad de gas natural salvo en el supuesto y para los efectos previstos en la Base 10.6.3.

**10.6.2** Los tiempos para reportar resultados del Mercado del Día en Adelanto se fijarán, en la medida de lo posible, para permitir que el suministro y el transporte de gas en firme sean programados para sustentar las ofertas aceptadas en el Mercado del Día en Adelanto.

**10.6.3** Cuando la falta de disponibilidad de gas natural no haya sido previsible y motive el incumplimiento de los programas de generación asignados en el Mercado del Día en Adelanto, se eximirá de las penalizaciones aplicables al Generador correspondiente y se realizará a éste el pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo real o la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, siempre y cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:

- (a) Que la reducción en disponibilidad de la Central Eléctrica haya sido consecuencia directa de acatar una instrucción para reducir el consumo de gas natural y dicha instrucción haya sido válidamente emitida por el ente a cargo de transportar el gas a dicha Central

Eléctrica, quien puede ser el CENAGAS, otro gestor de sistemas integrados de transporte de gas o por un transportista o distribuidor de gas, según corresponda, lo cual impida exigir el pago de daños y perjuicios a quien la haya emitido.

- (b) Que la instrucción antes aludida haya sido emitida y notificada después de la hora límite para la correspondiente recepción de ofertas al Mercado del Día en Adelanto y esté directamente relacionada con una alerta crítica declarada en el Sistema Nacional de Gasoductos.
- (c) Que el Generador de que se trate haya ajustado su oferta para incluir los límites de energía o costos de oportunidad que correspondan, en términos de la Base 10.6.6(c).
- (d) Que el contrato de suministro de gas correspondiente y, en su caso, el contrato de transporte, otorguen derechos en firme que permitan a la Central Eléctrica recibir sin interrupción la cantidad de gas natural que se requiera para cumplir con su programa del Mercado del Día en Adelanto.
- (e) Que la Central Eléctrica haya iniciado su operación o proceso de construcción antes de la fecha en que hayan entrado en vigor las presentes Bases del Mercado Eléctrico.
- (f) Que la falta de disponibilidad de gas natural ocurra antes del 1 de enero de 2018, a menos que la Autoridad de Vigilancia del Mercado prorogue la vigencia del mecanismo previsto en esta Base 10.6.3 en cuyo caso la fecha límite será la que al efecto establezca dicha autoridad.

**10.6.4** Con excepción de lo previsto en la Base 10.6.3, la falta de disponibilidad de gas natural no eximirá al Generador de los cobros, pagos o penalizaciones que correspondan por su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista. Las ventas de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto siempre serán financieramente vinculantes. Al respecto, se observará lo siguiente:

- (a) Es responsabilidad de cada Generador ofrecer al Mercado del Día en Adelanto las capacidades disponibles de sus Unidades de Central Eléctrica, tomando en cuenta la disponibilidad de gas natural.
- (b) La falta de disponibilidad de gas no será causa para cancelar compromisos adquiridos en el Mercado del Día en Adelanto.
- (c) Se aplicarán a los representantes de las Unidades de Central Eléctrica los cobros, pagos y penalizaciones correspondientes por las desviaciones o incumplimientos a las instrucciones de despacho aun cuando sean resultado de la falta de disponibilidad en el suministro de gas, sin perjuicio de que éstos puedan repercutirlos a otras personas.
- (d) Cuando la falta de disponibilidad de gas natural resulte en cobros, pagos o penalizaciones a los Generadores, el CENACE les dará apoyo a los Generadores para que conozcan el costo que les haya generado la falta de disponibilidad y ello les permita repercutirlo a terceros cuando tengan derecho para hacerlo.

**10.6.5** La disponibilidad de reprogramación de gas natural en el mismo día y de servicio de programación flexible, determinarán los requerimientos de oferta obligada en el Mercado de Tiempo Real.

- (a) La Unidad de Vigilancia del Mercado acreditará las regiones que tendrán disponibles los servicios de reprogramación en el mismo día y de programación flexible.
- (b) Cuando la reprogramación en el mismo día y la programación flexible no se encuentren disponibles, los Generadores estarán exentos de los requisitos para ofrecer en tiempo real el rango completo de despacho de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen gas natural.
- (c) Cuando la programación flexible se encuentre disponible, los Generadores estarán obligados a ofrecer en tiempo real la totalidad del rango de despacho disponible de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen gas natural.

**10.6.6** El CENACE procurará establecer procedimientos para coordinar los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional y la administración del gas natural con los Administradores de Gas Natural a fin de que observen las siguientes disposiciones, los cuales serán de observancia obligatoria para el CENACE y los Participantes del Mercado:

- (a) Con anterioridad de cada día de operación, se realizarán cuando menos los siguientes intercambios de información:

- (i) El CENACE proporcionará a los Administradores de Gas Natural los valores estimados de consumo de gas por Central Eléctrica.
  - (ii) La información a que se refiere el subinciso anterior se pondrá a disposición de los Participantes del Mercado que representen a la Central Eléctrica de que se trate mediante el Sistema de Información de Mercado.
  - (iii) Los Administradores de Gas Natural informarán al CENACE las restricciones esperadas en la disponibilidad de gas natural en sus sistemas o ductos.
  - (iv) El CENACE proporcionará retroalimentación a los Administradores de Gas Natural respecto a las restricciones que pudieran contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.
- (b) El CENACE no emitirá órdenes en relación con la administración de gas natural ni modificará el orden del despacho de las Centrales Eléctricas a fin de administrar el gas natural disponible.
- (c) Los Generadores que representen a las Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista deberán ajustar sus ofertas de manera inmediata para reflejar cualquier instrucción que reciban y deban acatar con respecto al consumo de gas natural en dichas centrales, y notificar inmediatamente al CENACE sobre la naturaleza y características de la restricción de que se trate. Cuando dichas instrucciones representen una limitante en la cantidad de energía eléctrica que una o varias Centrales Eléctricas pueden producir con gas natural, las ofertas deberán ajustarse conforme a lo siguiente:
- (i) Si las instrucciones limitan la cantidad de gas que una o varias Centrales Eléctricas pueden consumir en una hora específica, el Generador deberá reducir el límite máximo de despacho de las Centrales Eléctricas correspondientes al nivel que equivale a la cantidad de gas disponible, en el Mercado de Tiempo Real y en el Mercado del Día en Adelanto. Esta regla es aplicable aun cuando una restricción de consumo de gas en cada hora mantenga su vigencia durante más de una hora.
  - (ii) Si las instrucciones limitan la cantidad de gas que una o varias Centrales Eléctricas pueden consumir en un día específico, el Generador deberá incluir en sus ofertas un límite en la energía total diaria de las Centrales Eléctricas correspondientes al nivel que equivale a la cantidad de gas disponible, en el Mercado del Día en Adelanto. El Generador deberá usar un costo de oportunidad para las ofertas de las Centrales Eléctricas correspondientes al Mercado de Tiempo Real. Esta regla es aplicable aun cuando una restricción de consumo de gas en cada día mantenga su vigencia durante más de un día.
  - (iii) Si las instrucciones limitan la cantidad de gas que un Generador puede consumir en un plazo mayor a un día, el Generador deberá usar un costo de oportunidad para las ofertas de las Centrales Eléctricas correspondientes al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real.
  - (iv) Para efectos de los costos de oportunidad, aplicarán las siguientes consideraciones:
    - (A) El cálculo de costos de oportunidad tendrá como objetivo que cada Generador cumpla, de manera individual, con las instrucciones a que se refiere este inciso (c). Los costos de oportunidad se calcularán individualmente para cada Generador o para las Unidades de Central Eléctrica de cada Generador.
    - (B) Los costos de oportunidad a utilizarse en ofertas al Mercado de Tiempo Real deberán basarse en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto para el mismo día operativo de acuerdo con las fórmulas que establezcan los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.
    - (C) Los costos de oportunidad que se deriven de restricciones conocidas antes de la hora límite para la correspondiente recepción de ofertas al Mercado del Día en Adelanto se calcularán en términos del artículo 103 de la Ley y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondiente, sujeto a la supervisión de la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- (d) Los Administradores de Gas Natural informarán al CENACE respecto a las instrucciones que hayan emitido a los representantes de las Centrales Eléctricas que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista. En ese supuesto:

- (i) El CENACE proporcionará retroalimentación respecto a las restricciones que pudieran contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.
  - (ii) Cuando los representantes de las Centrales Eléctricas no realicen los ajustes a que se refiere el inciso (c) anterior, el CENACE ajustará las ofertas a fin de asegurar el cumplimiento de las instrucciones que en su caso emitan los Administradores de Gas Natural.
- (e) Cuando un Administrador de Gas Natural advierta al CENACE de la interrupción o probable interrupción en el suministro de gas, el CENACE evaluará si dichas interrupciones resultan en un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia, y en su caso, tomará las medidas que corresponda a dicho Estado Operativo.
- (f) El CENACE y los Administradores de Gas Natural establecerán procedimientos para la administración del gas natural disponible en caso de emergencias derivadas de limitaciones en la disponibilidad del mismo, respetando siempre lo establecido en la normatividad vigente y en los contratos correspondientes.

## **10.7 Suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo**

### **10.7.1 Casos en los que pueden suspenderse operaciones**

- (a) El CENACE puede suspender las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, parcial o totalmente, cuando se presente alguna de las siguientes contingencias:
- (i) se presente alguna de las condiciones que definen al estado operativo de emergencia listadas en el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE, y no sea posible realizar las operaciones del mercado;
  - (ii) ocurra una afectación en el servicio de magnitud relevante, en los términos del Manual de Prácticas de Mercado en materia de Confiabilidad;
  - (iii) las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista no puedan realizarse de manera normal debido a fallas en el hardware, software o sistemas de comunicaciones que el CENACE utiliza para realizar dichas operaciones; o,
  - (iv) se presente alguna situación de emergencia que inhabilite el uso del control de operación del CENACE, y no pueda recurrirse al uso inmediato de la infraestructura, personal y equipo en alguna sede alterna.
- (b) La suspensión de operaciones a que se refiere el inciso anterior únicamente se presentará cuando el CENACE determine que su capacidad para realizar las operaciones conforme a los procedimientos asociados con el Mercado de Energía de Corto Plazo se ha deteriorado sustancialmente.
- (c) La suspensión de operaciones del mercado se podrá declarar en todo el Sistema Eléctrico Nacional o sólo en las regiones del sistema que requieren dicha suspensión.
- (d) No son causas justificadas para suspender la operación del mercado que el precio de la energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo, o el Precio Neto de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia, alcance determinados niveles positivos o negativos, o que una cantidad determinada de carga se haya reducido.

### **10.7.2 Actuación del CENACE durante la suspensión de operaciones.** Durante la suspensión de la operación del Mercado de Energía de Corto Plazo el CENACE:

- (a) mantendrá el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional;
- (b) emitirá las instrucciones que considere necesarias a los Participantes del Mercado;
- (c) procurará utilizar información, instrucciones de despacho y procedimientos para la fijación de precios acordes con la operación normal del Mercado Eléctrico Mayorista, en la medida de lo posible; y,
- (d) mantendrá informados a los Participantes del Mercado del estatus de la suspensión del mercado, o en su caso, de la restauración de las operaciones de forma normal, conforme a lo que se especifique en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

**10.7.3 Procedimiento para la suspensión de operaciones**

- (a) Para realizar la suspensión de las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo se seguirá el siguiente procedimiento, mismo que se detallará en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente:
  - (i) El personal del CENACE que estará facultado para declarar la suspensión de operaciones se determinará en su estatuto orgánico o, en su defecto, por designación del Director General del CENACE.
  - (ii) La suspensión de operaciones se anunciará de manera inmediata en el Sistema de Información del Mercado y por los medios de comunicación que señalen los Manuales de Prácticas de Mercado.
  - (iii) Dentro de las primeras dos horas después de la declaración de suspensión de operaciones el personal del CENACE deberá notificar al Consejo de Administración de dicho organismo, a la Secretaría y a la CRE:
    - (A) la causa de la suspensión de operaciones;
    - (B) el tipo de suspensión de operaciones (total o parcial);
    - (C) el alcance de la suspensión;
    - (D) la duración esperada, en su caso; y,
    - (E) las acciones que pondrá en práctica para remediar la suspensión.
  - (iv) En su caso, el Consejo de Administración podrá instruir que se continúe con la operación normal del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (b) Cuando la suspensión de operaciones sea necesaria para resguardar, mantener o restaurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en situaciones de emergencia, el CENACE podrá emitir la declaratoria de suspensión correspondiente de forma inmediata. El CENACE deberá notificar a su Consejo de Administración, a la Secretaría y a la CRE sobre dicha suspensión, y conforme al procedimiento establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente deberá remitirles la información o reportes necesarios. Si con base en dicha información, el Consejo de Administración del CENACE considera que la declaratoria no es justificada instruirá a que se reinicie con la operación normal del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (c) El CENACE no podrá declarar la suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en forma retroactiva.

**10.7.4 Restauración de operaciones**

- (a) El CENACE monitoreará el estado de la condición que ocasionó la suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, y cuándo ésta haya sido atendida, previa aprobación del consejo de administración, el director general del CENACE, o el funcionario que éste designe para tal efecto, declarará el reinicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (b) La hora de reinicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo se anunciará en el Sistema de Información del Mercado, o por los medios de comunicación de respaldo que señalen los Manuales de Prácticas de Mercado. El reinicio se dará cuando menos una hora después de dicho anuncio.
- (c) El procedimiento para restaurar las operaciones del mercado será establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- (d) El CENACE puede solicitar información a los Participantes del Mercado sobre sus actividades antes, durante y después de la suspensión de operaciones, en los términos que se establezcan en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- (e) En un plazo de 10 días hábiles partir de la fecha de emisión de la declaratoria de reinicio de operaciones, el CENACE deberá emitir un informe público sobre las causas que originaron la suspensión, las acciones tomadas para reiniciar la operación normal, y conclusiones o recomendaciones futuras para evitar una situación similar.
- (f) Como resultado de dicho informe, el CENACE podrá iniciar procesos para la actualización de las Reglas del Mercado, actualizar los parámetros de referencia de las Unidades de Central Eléctrica, actualizar los modelos utilizados en la operación del Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, reportar a la CRE y a la Unidad de Vigilancia

del Mercado cualquier anomalía en a la actuación de los Participantes del Mercado, o tomar las demás acciones necesarias para corregir los factores que causaron la suspensión del Mercado Eléctrico Mayorista.

**10.7.5 Precios de energía del Mercado de Tiempo Real y del Mercado para el Balance de Potencia durante la suspensión de operaciones**

- (a) La suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo no tendrá impacto en el Mercado para el Balance de Potencia o el Mercado de Certificados de Energías Limpias. El CENACE establecerá los sistemas necesarios para asegurar que la Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas continúe calculándose en caso de suspensión de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (b) Durante la suspensión de operaciones el CENACE remunerará a los Generadores por los costos estimados de producción de sus Unidades de Central Eléctrica, de acuerdo con los parámetros de referencia de las Unidades de Central Eléctrica. Dicho esquema sólo aplicará en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional donde el Mercado de Energía de Corto Plazo haya sido suspendido, prevaleciendo los precios del mercado en las demás regiones.
- (c) Durante la suspensión de operaciones el CENACE cobrará a las Entidades Responsables de Carga por el costo promedio unitario de generación, tomando en cuenta los costos de pérdidas, compras de emergencia y cualquier otro costo de servicio. Dicho esquema sólo aplicará en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional donde el Mercado de Energía de Corto Plazo haya sido suspendido, prevaleciendo los precios del mercado en las demás regiones.
- (d) Para propósitos de la liquidación de Derechos Financieros de Transmisión y Contratos de Cobertura Eléctrica, el CENACE calculará y publicará precios marginales de sustitución. Dichos precios se basarán en los costos estimados de producción de la Unidad de Central Eléctrica con mayor costo que se haya despachado en cada periodo. El CENACE podrá calcular precios marginales de sustitución diferentes en distintas regiones del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas regiones se han operado bajo condiciones distintas.
- (e) Los Participantes del Mercado que hayan atendido las instrucciones emitidas por el CENACE durante la suspensión del Mercado de Energía de Corto Plazo pueden recibir compensaciones adicionales cuando se demuestre que los precios calculados por el CENACE conforme a este apartado no son suficientes para cubrir sus costos de combustibles, operación y mantenimiento; los criterios específicos se determinarán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- (f) Las solicitudes de compensaciones adicionales podrán ser verificadas por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- (g) Cualquier controversia sobre las respuestas a las solicitudes de compensación adicionales será resuelta mediante el procedimiento de solución de controversias previsto en las Bases del Mercado Eléctrico.

**10.8 Contratos de Interconexión Legados**

**10.8.1 Aspectos generales**

- (a) Los titulares de Contratos de Interconexión Legados que no conviertan sus contratos existentes en nuevos contratos de interconexión en términos de la Ley, continuarán operando en los términos de sus contratos existentes.
- (b) Las Centrales Eléctricas consideradas en los Contratos de Interconexión Legados se despacharán de conformidad con los términos establecidos en dichos contratos.
- (c) Para asegurar que el despacho del CENACE tome en cuenta la producción esperada de las Centrales Eléctricas, el Generador de Intermediación mantendrá actualizadas las capacidades ofrecidas al Mercado de Tiempo Real, con base en la información recibida de los titulares de los contratos. Asimismo, se establecerán los procedimientos adicionales que se requieran para respetar el despacho en términos de los contratos.
- (d) Los términos contractuales se continuarán aplicando para programar y despachar a estas Centrales Eléctricas, incluso cuando la aplicación de las Reglas del Mercado pudieran resultar en operaciones más rentables o en menores costos, excepto para la capacidad de dichas Centrales Eléctricas que se incluya en nuevos contratos de interconexión.

**10.8.2 Representación de Centrales Eléctricas y Centros de Carga**

- (a) La administración de los Contratos de Interconexión Legados estará a cargo del Generador de Intermediación que la Secretaría determine. Este Generador de Intermediación continuará calculando las liquidaciones de los titulares de Contratos de Interconexión Legados con sustento en las disposiciones de los contratos existentes antes de la fecha de entrada en vigor de la Ley.
- (b) Para el manejo de Contratos de Interconexión Legados, el Generador de Intermediación deberá celebrar con el CENACE un contrato de Participante del Mercado en modalidad de Generador, a fin de representar las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga amparados por los Contrato de Interconexión Legados vigentes.
- (c) El Generador de Intermediación que designe la Secretaría se considerará representante de la capacidad de las Centrales Eléctricas y representante de los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, apegándose a lo siguiente:
  - (i) Las obligaciones del Generador de Intermediación con respecto a las ofertas basadas en costo para estas Centrales Eléctricas se sujetarán a un régimen especial establecido en estas Bases.
  - (ii) En los términos de la Ley, las obligaciones de obtener CEL correspondientes a los Centros de Carga serán de los titulares de Contratos de Interconexión Legados. El Generador de Intermediación no asumirá dichas obligaciones.
  - (iii) Las demás excepciones que se señalen explícitamente en las Reglas del Mercado.
- (d) El Generador de Intermediación representará a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga con estricto apego a los procedimientos establecidos en las Reglas del Mercado. Las Disposiciones Operativas del Mercado establecerán procedimientos específicos con la finalidad de eliminar discrecionalidad de la actuación del Generador de Intermediación, asegurando así que se respeten los términos de los Contratos de Interconexión Legados y evitando que el Generador de Intermediación utilice dichos contratos para fines distintos.

**10.8.3 Liquidaciones**

- (a) El Generador de Intermediación recibirá los estados de cuenta y facturas del CENACE para liquidar las posiciones que los Contratos de Interconexión Legados produzcan en el Mercado de Energía de Corto Plazo, así como para el Balance de Potencia. El Generador de Intermediación dará a conocer estos estados de cuenta a los titulares de Contratos de Interconexión Legados, con la finalidad de mostrar la liquidación que resultaría en caso de registrar las Centrales Eléctricas completas y los Centros de Carga en nuevos contratos de interconexión y contratos de conexión.
- (b) El Generador de Intermediación calculará el costo o ingreso neto que resulte del cumplimiento de los términos de los Contratos de Interconexión Legados, así como el costo o ingreso neto que resulte de la representación de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista. El Generador de Intermediación reportará al CENACE el resultado neto de las operaciones para que el CENACE reembolse o cobre al Generador de Intermediación por este resultado.
- (c) El Generador de Intermediación podrá recuperar sus propios costos de operación mediante el mecanismo descrito en el inciso anterior. Dichos costos deberán ser autorizados por la CRE para que el CENACE procese su reembolso a través de los Participantes del Mercado.

**10.8.4 Operación.** El Generador de Intermediación realizará ofertas al Mercado de Energía de Corto Plazo para las Centrales Eléctricas y Centros de Carga que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos siguientes:

- (a) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados informen al Generador de Intermediación de un programa de operación para sus Unidades de Central Eléctrica o Centros de Carga, incluyendo los programas deseados de importación o exportación, el Generador de Intermediación reportará la información correspondiente al CENACE.
- (b) Para los programas de operación de las Centrales Eléctricas:
  - (i) Las Centrales Eléctricas registradas al Generador de Intermediación se incluirán en los modelos de optimización del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de Tiempo Real mediante programas fijos de energía, en los cuales se indica un nivel de generación por cada Unidad de Central Eléctrica en cada intervalo de tiempo.

- (ii) Por lo anterior, el Generador de Intermediación no ofrecerá al CENACE las características estándares de una oferta de Generación. En particular, no se usará un estatus de asignación, límites de despacho, ofertas económicas o las demás ofertas de capacidades.
  - (iii) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados informen al Generador de Intermediación de un programa de operación, el Generador de Intermediación ofrecerá al CENACE un programa fijo de energía que corresponde al nivel de generación programado para cada intervalo.
  - (iv) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados ofrezcan la venta de energía económica notificada en los términos de dichos contratos, el Generador de Intermediación ofrecerá al CENACE un programa fijo de energía que corresponde a nivel de generación programado más la cantidad notificada de energía económica.
  - (v) Sin perjuicio de la Asignación de Unidades de Horizonte Extendida, el CENACE sólo podrá obligarse con anterioridad a la Operación del Mercado del Día en Adelanto a recibir una cantidad fija de energía cuando haya declarado un estado operativo alerta o un estado operativo de emergencia.
- (c) Para el consumo en los Centros de Carga, el Generador de Intermediación entregará al CENACE ofertas de compra fijas con cantidades para el Mercado del Día en Adelanto iguales a las cantidades programadas por los titulares de Contratos de Interconexión Legados.
- (d) El Generador de Intermediación ofrecerá la venta de Potencia que se derive de la capacidad de las Centrales Eléctricas Legadas incluidas en los Contratos de Interconexión Legados. Asimismo, ofrecerá la compra de Potencia que se requiera para cumplir las obligaciones de los Centros de Carga.
- (e) Para la exportación de energía eléctrica, el Generador de Intermediación presentará las ofertas correspondientes (para comprar una cantidad máxima y una cantidad mínima de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Punto de Recepción a fin de exportarla), sin reportar un precio. Dicha oferta no se considerará en el Mercado del Día en Adelanto, sino que se evaluará inmediatamente después de la conclusión de dicho mercado. Para tal efecto, el CENACE aceptará el programa de exportación, y permitirá la implementación de la etiqueta correspondiente, sólo cuando se cumplan las siguientes dos condiciones:
- (i) exista capacidad de exportación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista que sea suficiente para transmitir la cantidad mínima ofrecida; y,
  - (ii) exista capacidad de transmisión adecuada para transportar energía desde la Central Eléctrica incluida en el Contrato de Interconexión Legado al Punto de Recepción para exportación. Para tal efecto:
    - (A) Cuando sea aplicable un Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, se aplicarán los criterios incluidos en dicho contrato.
    - (B) Cuando no sea aplicable ningún Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, el criterio para determinar la disponibilidad de transporte desde la Central Eléctrica considerará que sólo existe capacidad de transmisión disponible cuando el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto haya sido mayor en el nodo de la Central Eléctrica que en el nodo del Punto de Recepción para exportación. Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer criterios adicionales para determinar la capacidad de transmisión disponible.

La cantidad de exportación programada será la menor entre la cantidad máxima de la oferta de compra, la capacidad de transmisión disponible al Punto de Recepción para exportación y la capacidad de exportación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista, siempre y cuando sea mayor o igual a la cantidad mínima ofrecida. Dicha transacción se liquidará como una compra en el Mercado de Tiempo Real en el Punto de Recepción para exportación por el Generador de Intermediación. Asimismo, el Generador de Intermediación ofrecerá al Mercado de Tiempo Real la Unidad de Central Eléctrica asociada con el programa de exportación, con un programa fijo de energía. El titular de un Contrato de Interconexión Legado será responsable, en el papel de "entidad de compraventa" (PSE por sus siglas en inglés), por la implementación de Etiquetas Electrónicas correspondientes a los programas de exportación que resulten.

- (f) Para la importación de energía eléctrica, el Generador de Intermediación presentará las ofertas correspondientes (para vender una cantidad fija de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en el Punto de Entrega a fin de importarla), sin reportar un precio. Dicha oferta no se considerará en el Mercado del Día en Adelanto, sino que se evaluará inmediatamente después de la conclusión de dicho mercado. Para tal efecto, el CENACE aceptará el programa de importación y permitirá la implementación de la etiqueta correspondiente, sólo cuando se cumplan las siguientes dos condiciones:
- (i) exista capacidad de importación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista; y,
  - (ii) exista capacidad de transmisión adecuada para transportar energía desde el Punto de Entrega para importación al punto de carga incluido en el Contrato de Interconexión Legado. Para tal efecto:
    - (A) Cuando sea aplicable un Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, se aplicarán los criterios incluidos en dicho contrato.
    - (B) Cuando no sea aplicable ningún Contrato de Interconexión Legado que estuviera vigente a la fecha de entrada en vigor de la Ley, el criterio para determinar la disponibilidad de transporte al punto de carga considerará que sólo existe capacidad de transmisión disponible cuando el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto haya sido menor en el nodo del punto de carga que en el nodo del Punto de Entrega para Importación. Los Manuales de Prácticas de Mercado podrán establecer criterios adicionales para determinar la capacidad de transmisión disponible.

La cantidad de importación programada será el menor entre la cantidad de la oferta de venta, la capacidad de transmisión disponible al punto de carga y la capacidad de importación que no se requirió por las ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista. Dicha transacción se liquidará como una venta en el Mercado de Tiempo Real en el Punto de Entrega para Importación por el Generador de Intermediación. El titular será responsable, en el papel de "entidad de compraventa" (PSE por sus siglas en inglés), por la implementación de etiquetas electrónicas correspondientes a los programas de importación que resulten.

- (g) Cuando los titulares de Contratos de Interconexión Legados no envíen programas de operación de Centrales Eléctricas o Centros de Carga con tiempo suficiente para que el Generador de Intermediación los reporte al CENACE dentro de los plazos aplicables al Mercado del Día en Adelanto o al Mercado de Tiempo Real, el Generador de Intermediación utilizará los programas de operación reportados para el día anterior. Cuando el Generador de Intermediación reciba información actualizada después de los plazos límites aplicables al Mercado del Día en Adelanto, el Generador de Intermediación actualizará los programas ofertados al Mercado de Tiempo Real. El Generador de Intermediación sólo realizará ofertas de importación y exportación cuando haya recibido con tiempo suficiente la solicitud para el día correspondiente.
- (h) El Generador de Intermediación estará obligado a proveer al CENACE pronósticos de generación en tiempo real respecto a las Centrales Eléctricas que represente en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (i) En condiciones de emergencia, los titulares de Contratos de Interconexión Legados deberán entregar la energía solicitada por el CENACE, directamente o a través del Generador de Intermediación, en los términos de los Contratos de Interconexión Legados.