

BASE 11**Mercado para el Balance de Potencia****11.1 Disposiciones Generales****11.1.1 Objeto.** El Mercado para el Balance de Potencia tiene los siguientes propósitos:

- (a) Facilitar transacciones entre las Entidades Responsables de Carga cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la CRE, y los Participantes del Mercado que cuenten con Potencia no comprometida en dichos contratos.
- (b) Establecer una curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos mínimos establecidos por la CRE, y comprar la porción de la Potencia disponible por cuenta de las Entidades Responsables de Carga a fin de fomentar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

11.1.2 Requerimientos de Potencia

- (a) La CRE establece dos requerimientos regulatorios:
 - (i) Requisitos mínimos para obtener Potencia. Todas las Entidades Responsables de Carga (Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y el Generador de Intermediación) estarán obligadas a comprar una cantidad de Potencia que corresponde a los Centros de Carga que representan. Dicho requisito será establecido por la CRE como una función de la demanda de cada Entidad Responsable de Carga en cada zona de Potencia. El CENACE será responsable de calcular el valor de la obligación específica de cada Entidad Responsable de Carga, con base en los requisitos emitidos por la CRE.
 - (ii) Requisitos para contratar Potencia a futuro. Todos los Suministradores deben celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para fijar los términos de la compra de Potencia a lo largo de un periodo futuro determinado, en términos de los requisitos emitidos por la CRE.
- (b) Las Entidades Responsables de Carga cumplirán con su obligación de obtener Potencia exclusivamente a través del Mercado para el Balance de Potencia y/o a través de Contratos de Cobertura Eléctrica para Potencia reportados al CENACE.
- (c) Las Entidades Responsable de Carga que tengan una obligación de contratar Potencia que cubra un periodo futuro determinado (específicamente, los Suministradores), podrán cumplir esta obligación mediante Contratos de Cobertura Eléctrica negociados bilateralmente o mediante contratos obtenidos en las subastas para el Suministro Básico. En el caso de los Suministradores de Servicios Básicos, dichos requisitos sólo se podrán atender mediante su participación en las subastas para el Suministro Básico y mediante las Centrales Externas Legadas y Contratos Legados para el Suministro Básico que se les asignen.
- (d) A través del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE coordinará transacciones de Potencia para el año inmediato anterior y liquidará los pagos de Potencia que corresponden a dichas transacciones.

11.1.3 Zonas de Potencia

- (a) Cada zona de Potencia consiste de un conjunto específico de NodosP que están interconectados directamente entre ellos.
- (b) Las zonas de Potencia sólo se definirán donde haya una necesidad de generación local. Por lo tanto, es posible que diversos NodosP no pertenezcan a ninguna zona de Potencia, sino que solamente se consideren dentro del Mercado para el Balance de Potencia para el sistema interconectado completo a que pertenece.
- (c) El CENACE propondrá a la CRE las zonas de Potencia con anterioridad a cada año. El cálculo de las zonas de Potencia se basará en los valores pronosticados de demanda y capacidad de generación para el año siguiente, con base en el "Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas".
- (d) Sólo se establecerán zonas de Potencia en las partes del Sistema Eléctrico Nacional en las que la demanda local, capacidad de generación local y capacidad de transmisión resulten en un requerimiento específico para fuentes de generación ubicadas en dicha zona. Los Manuales de Prácticas de Mercado definirán la metodología para la creación y eliminación de zonas de Potencia.
- (e) Una zona de Potencia puede ser un subconjunto de otra zona de Potencia.

11.1.4 Definición de capacidad, potencia y Potencia

- (a) La potencia (con "p" minúscula) se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado.
- (b) La Potencia se refiere a un producto comercial que los Generadores pueden ofrecer para su venta, mediante el cual adquieren la obligación de asegurar la Disponibilidad de Producción Física y ofrecer la energía correspondiente al Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (c) La capacidad se refiere a la cantidad de potencia (en MW) que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable es físicamente capaz de producir o dejar de consumir. La capacidad se mide en dos términos diferentes:
 - (i) La Capacidad Instalada se refiere a la cantidad esperada de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñada para producir o dejar de consumir. La Capacidad Instalada se verificará por la CRE.
 - (ii) La Capacidad Entregada se refiere a la cantidad de potencia que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las horas críticas de un año dado. Dicha cantidad se calculará por el CENACE después de cada año en los términos de estas Bases del Mercado y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.
 - (iii) A su vez, la Capacidad Entregada se calcula con base en dos componentes: la Disponibilidad de Entrega Física y la Disponibilidad de Producción Física.
- (d) Para ofrecer Potencia al Mercado para el Balance de Potencia, los Generadores y los representantes de los Recursos de Demanda Controlable se someterán a la verificación de la Capacidad Instalada por parte de la CRE y a las pruebas aleatorias que conduzca el CENACE.
- (e) En caso de vender Potencia mediante Contratos de Cobertura Eléctrica, un Participante del Mercado adquiriere una obligación para producir la Capacidad Entregada correspondiente; en caso de no producirla ni obtener Potencia de otra fuente, se sujetará a las sanciones aplicables por concepto del incumplimiento de obligaciones de Potencia.

11.1.5 Capacidad Entregada. La cantidad de Capacidad Entregada de cada Unidad de Central Eléctrica se definirá de acuerdo con los siguientes criterios:

- (a) La Capacidad Entregada de cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable se calculará anualmente.
- (b) La Capacidad Entregada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable en un año dado es el menor entre la Disponibilidad de Producción Física y la Disponibilidad de Entrega Física en dicho periodo.
- (c) Disponibilidad de Producción Física: El CENACE aplicará la siguiente metodología para calcular la Disponibilidad de Producción Física de cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable Garantizado en cada año:
 - (i) La Disponibilidad de Producción Física se basará en la disponibilidad de generación promediada en las 100 horas críticas del sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente, las cuales se determinarán al terminar cada año, en los siguientes términos:
 - (A) Para los años 2016 y 2017, las 100 horas críticas serán las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente.
 - (B) Para el año 2018 en adelante, las 100 horas críticas serán las 100 horas de menores reservas totales de generación en el sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente. El CENACE calculará las reservas totales de generación de acuerdo con lo siguiente:
 - (I) Para cada hora del año, el CENACE calculará la disponibilidad total de generación en cada sistema interconectado y zona de Potencia. La disponibilidad total de generación incluirá las capacidades máximas de generación de las Centrales Eléctricas firmes que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real, menos la parte de dichas capacidades que no haya estado disponibles ante la instrucción de despacho del CENACE, más la generación real de las Centrales Eléctricas intermitentes. Para calcular la disponibilidad total de generación

- en cada zona de Potencia, se considerará sólo las Centrales Eléctricas ubicadas dentro de la zona, y se les sumará la capacidad disponible de importación del resto del Sistema Eléctrico Nacional.
- (II) Asimismo, para cada hora del año, el CENACE calculará la demanda firme en cada sistema interconectado y zona de Potencia, definida como la demanda total observada menos las capacidades máximas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real más la cantidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados que el CENACE despachó para su activación. Para calcular la demanda firme en cada zona de Potencia, se considerarán sólo los Centros de Carga ubicados dentro de la zona.
 - (III) Por último, el CENACE calculará las reservas totales de generación en cada hora en cada sistema y zona de Potencia, siendo esto la disponibilidad total de generación menos la demanda firme.
 - (IV) El CENACE hará públicos sus cálculos y pronósticos de las reservas totales de generación para cada hora en cada sistema y zona de Potencia, así como sus componentes, y toda la demás información que permita verificar los cálculos históricos o pronosticar los valores futuros de las 100 horas críticas, a partir del año 2016. Los pronósticos serán de carácter informativo.
- (C) Para efectos del cálculo de la Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizados en cada año:
- (I) Se excluirá cualquiera de las 100 horas críticas en el año que ocurriese más de 14 días antes de la fecha en que, en el año anterior, ocurrió la primera de las 100 horas críticas de dicho año.
 - (II) Se excluirá cualquiera de las 100 horas críticas en el año que ocurriese más de 14 días después de la fecha en que, en el año anterior, ocurrió la última de las 100 horas críticas de dicho año.
 - (III) Para efectos de identificar las horas críticas a excluir del cálculo de disponibilidad de un año dado, se considerarán todas las horas críticas del año anterior, incluyendo las que hayan sido excluidas del cálculo de disponibilidad en dicho año.
- (ii) Para las Centrales Eléctricas firmes, la Disponibilidad de Producción Física incluirá las capacidades máximas de generación de las Centrales Eléctricas que se ofrezcan al Mercado Eléctrico Mayorista en el Mercado de Tiempo Real, menos la parte de dichas capacidades que no haya estado disponible para generar la energía ofrecida ante la instrucción del CENACE, promediadas en las 100 horas críticas en el sistema interconectado correspondiente durante el año anterior. Adicionalmente:
- (A) La Disponibilidad de Producción Física incluirá la capacidad de producción que no esté disponible en una hora dada si la Unidad de Central Eléctrica se encontró en una salida de mantenimiento que haya sido reprogramada, a solicitud del CENACE, en un periodo distinto al que esta hubiere sido autorizada originalmente por el CENACE.
 - (B) Para cada Unidad de Central Eléctrica, se excluirán del cálculo de la disponibilidad promedio cualquier hora en la cual la Unidad de Central Eléctrica se encontró en una salida completa por mantenimiento que fue aprobada por el CENACE y dicha hora representa la tercera hora crítica, o subsecuente, que ocurra en un día natural.
- (iii) La Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas intermitentes se basará en la generación real promediada en las 100 horas críticas en el sistema interconectado correspondiente durante el año anterior.
- (iv) Para efectos de lo anterior, las Centrales Eléctricas deberán designarse como firmes o intermitentes durante el proceso de registro, de acuerdo con los criterios establecidos en las Reglas del Mercado aplicables al registro de activos.
- (v) Para efectos del cálculo de la Disponibilidad de Producción Física, las Centrales Eléctricas Firmes con energía limitada se evaluarán bajo los mismos criterios que las Centrales Eléctricas intermitentes, siempre y cuando la restricción de energía limitada se requiere gestionar en un ciclo diario, semanal o mensual.

- (vi) La Disponibilidad de Producción Física de los recursos firmes de energía limitada, cuando la restricción de energía limitada se gestiona en un ciclo estacional, anual o multianual, se basarán en los mismos criterios que las demás Centrales Eléctricas firmes, dado que cualquier indisponibilidad por limitaciones de energía se contabilizarán a través de esos criterios. El cálculo de los costos de oportunidad de estos recursos tomará en cuenta la necesidad de mantener la disponibilidad de dicha energía en las horas críticas del sistema.
- (vii) En todos los casos, la Disponibilidad de Producción Física se refiere a la capacidad de generación neta, en condiciones del sitio, durante la hora crítica en cuestión.
- (viii) Las Centrales Eléctricas que operan en modalidad de Abasto Aislado podrán acreditar la Disponibilidad de Producción Física durante las horas que se encuentren interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional. La CRE emitirá los requisitos de adquisición de Potencia que corresponden a los Centros de Carga de Abasto Aislado.
- (ix) La Disponibilidad de Producción Física de los Recursos de Demanda Controlable se calculará en los siguientes términos:
 - (A) Cuando un Recurso de Demanda Controlable se despache por el CENACE, no se le calculará una Disponibilidad de Producción Física, ya que dicha capacidad se refleja en reducción en la demanda y, por ende, una reducción en las obligaciones de Potencia de la Entidad Responsable de Carga que lo represente. No se requiere registrar un Centro de Carga como Recurso de Demanda Controlable Garantizado para realizar la reducción de demanda y beneficiarse de las reducciones en obligaciones de Potencia.
 - (B) Por otra parte, el CENACE calculará la Disponibilidad de Producción Física de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados que no fueron despachados, con base en la disponibilidad de Demanda Controlable histórica promediada en las 100 horas críticas en el sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente durante el año anterior. Para cada hora, dicha Disponibilidad de Producción Física se calculará como la cantidad de ofertas de compra sensible al precio que los Recursos de Demanda Controlable Garantizados ofrezcan en el Mercado de Tiempo Real, menos las ofertas de compra sensibles al precio que hayan recibido una instrucción de despacho del CENACE.
 - (C) La Disponibilidad de Producción Física sólo se calculará para los Recursos de Demanda Controlable que se comprometen a ofrecer la reducción de demanda a lo largo del año. El cálculo de Disponibilidad de Producción Física sólo se aplicará a partir de la fecha en que Dichos Centros de Carga se registren registrarse con el estatus de Recursos de Demanda Controlable Garantizados.
- (x) El CENACE supervisará el desempeño real y reducirá la Disponibilidad de Producción Física de Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizados que no cumplan con los requisitos de desempeño establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Para tal efecto:
 - (A) El CENACE podrá emitir instrucciones de despacho a las Centrales Eléctricas y Recursos de Demanda Controlable Garantizados, aun cuando no corresponda a la asignación y despacho de menor costo, para comprobar la disponibilidad de la capacidad ofrecida. Los Generadores tendrán derecho a las garantías de suficiencia de ingresos correspondientes cuando cumplan estas instrucciones.
 - (B) Las instrucciones de prueba a que se refiere el inciso anterior se realizarán en los términos previstos en los Manuales de Prácticas de Mercado.
 - (C) En caso de que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizado no demuestre la capacidad ofrecida, ya sea mediante una prueba específica o el despacho normal, el CENACE reducirá su Disponibilidad de Producción Física hasta la cantidad que haya producido efectivamente. La Disponibilidad de Producción Física calculada para el año se reducirá por el 10% de la capacidad ofrecida que no haya estado disponible en cada prueba. Asimismo, el CENACE reportará dichos resultados a la CRE, la cual podrá reducir la Capacidad Instalada del recurso por una temporalidad mayor o de forma permanente.

- (D) Los Generadores Titulares de Permiso en modalidad de Producción Independiente de Energía deberán asegurar que las Centrales Eléctricas correspondientes se sometan a las instrucciones de prueba que emita el CENACE. Las liquidaciones del Mercado Eléctrico relacionadas con dichas pruebas se realizarán entre el CENACE y los Generadores que representen a dichas Centrales en el Mercado Eléctrico, en los términos de las Reglas del Mercado.
- (d) Disponibilidad de Entrega Física. El CENACE calculará la disponibilidad de entrega de cada punto de interconexión de cada Central Eléctrica, en los términos definidos en los Manuales de Prácticas de Mercado. Para dichos efectos:
- (i) El cálculo se basará en las horas críticas del sistema o de la zona de potencia, bajo condiciones simuladas de disponibilidad normal de la red.
 - (ii) Cuando la Disponibilidad de Entrega Física de un punto de interconexión o un conjunto de puntos sea menor al total de las Disponibilidades de Producción Física en cada punto o grupo de puntos, la Disponibilidad de Entrega Física se asignará a las Centrales Eléctricas en orden de su fecha de interconexión.
 - (iii) Se supondrá que los Recursos de Demanda Controlable son entregables por su capacidad completa, excepto cuando la reducción de demanda en un punto específico resulta en una reducción de la capacidad del sistema para recibir inyecciones de generación.
 - (iv) Para acreditar Disponibilidad de Entrega Física para Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero, debe cumplirse una de las siguientes condiciones:
 - (A) El Generador demuestre que no exista la infraestructura requerida para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo, por lo que únicamente se puede interconectar directamente al Sistema Eléctrico Nacional. Se considerará que existe la infraestructura requerida cuando la interconexión se puede lograr a través de maniobras u obras dentro de una subestación y sus cercanías.
 - (B) El Generador presente compromisos vinculantes por parte de la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo y los reguladores jurisdiccionales, que garanticen la continuidad de la exportación a México asociada con la disponibilidad de entrega física, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme.
 - (C) El CENACE, con la autorización de la CRE, celebre un convenio con la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo y los reguladores jurisdiccionales, que garantice la continuidad de las exportaciones a México asociadas con los compromisos contractuales de Potencia, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme.

Cuando una Unidad de Central Eléctrica tenga la posibilidad de interconectarse a un sistema eléctrico foráneo y no se presenten los compromisos de continuidad de exportación a que se refiere el apartado (B) anterior o el convenio a que se refiere el apartado (C) anterior, se considerará que la exportación a México se interrumpirá cuando sea conveniente para el sistema eléctrico foráneo. Dichas Centrales Eléctricas sólo podrán ofrecer Potencia contingente al sistema extranjero, el cual es un producto de calidad inferior a la Potencia que se comercializa en el Mercado para el Balance de Potencia. Sólo el CENACE podrá comprar la Potencia contingente al sistema extranjero, cuando se requiera para la Confiabilidad o en caso de emergencia, con fundamento en el artículo 135 de la Ley, en los términos que defina la CRE.
- (e) La CRE verificará la Capacidad Instalada de cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable. La Capacidad Instalada no tiene impacto en el cálculo de la Capacidad Entregada en cada año.
- (f) La Unidad de Vigilancia del Mercado cancelará la certificación de Capacidad Instalada de los Generadores que reciban pagos por separado de las Entidades Responsables de Carga que tengan el efecto de subsidiar la Potencia y deprimir los precios de Potencia.
- (g) Los demás aspectos de las metodologías necesarias para cálculo de capacidades y Potencia, se definirán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

11.1.6 Cálculo del requisito de Potencia

- (a) La Secretaría establecerá la política de Confiabilidad y, para dichos fines, determinará:
 - (i) El límite superior aceptable de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional.
 - (ii) El valor de la energía no suministrada.
 - (iii) El valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el valor de energía no suministrada y el costo de capacidad de la tecnología de generación de referencia.
 - (iv) Valores indicativos de las reservas de planeación mínimas y valores indicativos de las reservas eficientes de planeación en cada sistema interconectado en cada año.
- (b) El CENACE determinará la tecnología de generación de referencia, la cual será la fuente marginal de nueva Potencia que sea replicable a gran escala y que minimice los costos netos de generación y capacidad en el largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional. Esta determinación será sujeta a aprobación de la CRE.
- (c) El CENACE realizará los estudios técnicos a fin de calcular, para cada zona de Potencia, los requerimientos específicos para contar con Capacidad Instalada en Centrales Eléctricas ubicadas dentro de dicha zona de Potencia, a fin de alcanzar los niveles de Confiabilidad establecidos en la política. Los resultados de estos estudios serán sujetos a aprobación de la CRE, de forma previa a su uso en la determinación del Precio neto de Potencia del Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) La CRE establecerá los Criterios de Confiabilidad en el Código de Red, tomando en cuenta la política de Confiabilidad emitida por la Secretaría y los estudios técnicos del CENACE.
 - (i) La CRE fijará los requisitos de reservas de planeación que se requieren para alcanzar el límite superior aceptable de la probabilidad de demanda no suministrada determinada por la Secretaría. Los requisitos de reservas de planeación serán establecidos como un valor fijo para cada sistema interconectado.
 - (ii) La CRE establecerá una función que determine los requisitos de Potencia de las Entidades Responsables de Carga. Si los requisitos de reservas de planeación se basan en valores de Capacidad Instalada para ciertas Centrales Eléctricas, los requisitos de Potencia deberán tomar en cuenta que dicho producto corresponde a la Capacidad Entregada de cada central, la cual será menor o igual a la Capacidad Instalada.
 - (iii) Adicionalmente, la CRE establecerá una función que determine el nivel eficiente de Potencia de las Entidades Responsables de Carga.
 - (iv) Con el apoyo técnico del CENACE, la CRE podrá establecer que un porcentaje dado del requisito de Potencia que se derive de Centros de Carga ubicados en zonas de Potencia, sea satisfecho con Potencia de Centrales Eléctricas instaladas en la misma zona de Potencia.
 - (v) A partir de los requisitos establecidos por la CRE, el CENACE calculará las obligaciones específicas de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga.

11.1.7 Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generadores Exentos

- (a) En los procesos de medición y liquidaciones de las Centrales Eléctricas que se consideren Generación Distribuida, cuando éstas operan en sistemas de Abasto Aislado y utilizan la medición de la energía neta entregada o recibida, se realizarán los estimados correspondientes de generación y consumo por separado. Los Manuales de Prácticas de Mercado relativos a esos procesos de estimación podrán establecer excepciones a lo establecido en la Base 11.1.5(c), para efectos del cálculo de la Disponibilidad de Producción Física para estas Centrales Eléctricas.
- (b) Los Suministradores de Servicios Básicos están obligados a pagar a los Generadores Exentos que representan por la Potencia que estos produzcan, de acuerdo con las contraprestaciones que defina la CRE, mientras que los Suministradores de Servicios Calificados podrán pactar libremente el precio que pagarán por la Potencia de los Generadores Exentos que representan. Las cantidades y los precios pagados por los Suministradores a los Generadores Exentos no serán del conocimiento del CENACE y no constituyen un insumo para el Mercado para el Balance de Potencia.

11.2 Operación del Mercado para el Balance de Potencia

11.2.1 El cierre del Mercado para el Balance de Potencia se llevará a cabo en los primeros dos meses después del final de cada año, cuando estén disponibles los datos anuales validados de demanda, generación y disponibilidad.

11.2.2 El Mercado para el Balance de Potencia se operará de forma independiente para cada sistema interconectado, sin abarcar los pequeños sistemas eléctricos. Específicamente, se operará un Mercado para el Balance de Potencia individual para el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California y el Sistema Interconectado Baja California Sur. En caso que dichos sistemas se interconecten entre ellos, los respectivos mercados de Potencia individuales se combinarán.

11.2.3 El Mercado para el Balance de Potencia se operará de forma independiente para cada zona de Potencia. Cuando una zona es un subconjunto de una zona diferente o de un sistema interconectado, el precio pagado a recursos ubicados en la zona subconjunto será el mayor entre el precio que se calcula para dicha zona y el precio que se calcula para la zona o sistema que la abarca.

11.2.4 Reporte de cantidades a excluir del Mercado para el Balance de Potencia

- (a) Con anterioridad a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE calculará y publicará las obligaciones de Potencia de cada Participante del Mercado y la Capacidad Entregada de cada Generador.
- (b) A menos que los Participantes del Mercado informen al CENACE de una Transacción Bilateral de Potencia entre ellos, el CENACE:
 - (i) Registrará una oferta de venta de toda la Capacidad Entregada de cada Generador.
 - (ii) Registrará una oferta de compra de todas las obligaciones de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga.
- (c) Con anterioridad a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, los participantes podrán informar al CENACE de los Contratos de Cobertura Eléctrica que hayan celebrado a fin de transferir Potencia entre ellos. Dicho informe debe realizarse mediante el mecanismo de Transacción Bilateral de Potencia en el cual las dos partes confirmen la cantidad de Potencia a transferir entre ellos, mas no el precio. Con ello, ambas partes aceptarán que:
 - (i) El CENACE reduzca la oferta de compra de la Entidad Responsable de Carga en una cantidad igual a la cantidad reportada, hasta que la oferta de compra sea igual a cero.
 - (ii) Si una Entidad Responsable de Carga recibe Potencia en exceso de sus obligaciones vía Transacciones Bilaterales de Potencia, el CENACE le registrará una oferta de venta de toda la Potencia excedente.
 - (iii) El CENACE reducirá la oferta de venta del Generador en una cantidad igual a la cantidad reportada, hasta que la oferta de venta sea igual a cero.
 - (iv) Si un Generador enajena Potencia en exceso de su Capacidad Entregada vía Transacciones Bilaterales de Potencia, el CENACE registrará una oferta de compra de toda la Potencia faltante.
 - (v) Cuando un Generador enajena Potencia en exceso de su Capacidad Entregada vía Transacciones Bilaterales de Potencia, toma responsabilidad de las obligaciones de Potencia establecidas por la CRE.
- (d) Antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia, cada Entidad Responsable de Carga y Generador deberá contar con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir las ofertas de compra calculadas en términos del inciso (c) anterior. En caso contrario, el CENACE excluirá dichas ofertas de compra del Mercado para el Balance de Potencia y la Entidad Responsable de Carga o Generador será responsable de las sanciones que la CRE, en su caso, aplique por incumplir las obligaciones de Potencia.

11.2.5 Curva de demanda del Mercado para el Balance de Potencia

- (a) Con base en la demanda observada y los requisitos mínimos de potencia establecidos por la CRE, el CENACE calculará la obligación bruta de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga, considerando la ubicación de las cargas que representa en el sistema interconectado o zona de Potencia

- (b) El CENACE calculará la obligación neta de Potencia en el sistema interconectado o zona de Potencia para cada Participante del Mercado:
 - (i) Para las Entidades Responsables de Carga, la obligación neta es igual a la obligación bruta menos la cantidad de Potencia adquirida que se reportó mediante Transacciones Bilaterales de Potencia, hasta un mínimo de cero.
 - (ii) Para los Generadores, la obligación neta es igual a la cantidad de Potencia faltante contraída mediante Transacciones Bilaterales de Potencia.
 - (iii) Cuando una Entidad Responsable de Carga o Generador no cuente con un Monto Garantizado de Pago suficiente para cubrir las ofertas de compra calculadas en términos de la Base 11.2.4(c), su obligación neta se excluirá de los demás cálculos relacionados con el Mercado para el Balance de Potencia.
 - (iv) El CENACE calculará la obligación neta de Potencia total en el sistema interconectado o zona de Potencia, considerando las obligaciones netas de todos los Participantes del Mercado, excepto las mencionadas en el inciso anterior.
- (c) El CENACE construirá una curva de demanda de Potencia en dos segmentos: una curva de demanda obligatoria y una curva de demanda de Potencia eficiente, misma que tendrá las siguientes características:
 - (i) El CENACE estimará los costos fijos nivelados por año (amortización y financiamiento de inversiones, y los gastos de mantenimiento que no varían en función de la producción) para la tecnología de generación de referencia bajo condiciones normales.
 - (ii) La curva de demanda obligatoria se anclará a un precio igual a 2 veces los costos fijos nivelados de la tecnología mencionada en el subinciso (i) anterior, en una cantidad igual a la obligación neta de Potencia total calculada por el CENACE en términos de la Base 11.2.5(b)(iv).
 - (iii) La curva de demanda obligatoria se extenderá horizontalmente desde el punto de obligaciones netas de Potencia a que se refiere el subinciso (ii) anterior, para todas las cantidades menores a dicho punto.
 - (iv) Se calculará un punto de Potencia eficiente, con precio igual a los costos fijos nivelados de la tecnología mencionada en el subinciso (i) anterior y cantidad igual al valor total del nivel eficiente de Potencia determinado por la CRE.
 - (v) La curva de demanda de Potencia eficiente consistirá en la línea que conecta el punto de obligaciones netas de Potencia a que se refiere el subinciso (ii) anterior, con el punto de Potencia eficiente a que se refiere el subinciso (iv) anterior, extendida hasta el punto en que el precio es igual a cero.
 - (vi) La curva de demanda de Potencia eficiente se extenderá horizontalmente desde el punto de precio cero a que se refiere el subinciso (v) anterior, para todas las cantidades mayores a dicho punto.

11.2.6 Curva de oferta del Mercado para el Balance de Potencia

- (a) Con base en la Capacidad Entregada en el año anterior, el CENACE calculará la cantidad de oferta bruta de Potencia en el sistema interconectado o zona de potencia para cada Generador.
- (b) El CENACE calculará la oferta neta de Potencia en el sistema interconectado o zona de Potencia para cada Participante del Mercado:
 - (i) Para los Generadores, la oferta neta es igual a la oferta bruta menos la cantidad de Potencia enajenada que se reportó mediante Transacciones Bilaterales de Potencia, hasta una cantidad de cero.
 - (ii) Para las Entidades Responsables de Carga, la oferta neta es igual a la cantidad de Potencia excedente causada mediante Transacciones Bilaterales de Potencia.
- (c) El CENACE construirá una curva de oferta para la Potencia, como una línea vertical en la cantidad de oferta neta de Potencia.

11.2.7 Determinación del Precio de Cierre de Potencia

- (a) El CENACE calculará el punto de intersección entre las curvas de oferta y demanda para determinar el precio local de Potencia en un sistema interconectado o zona de Potencia.
- (b) El Precio de Cierre de Potencia en un sistema interconectado es igual al precio local de Potencia en dicho sistema.

- (c) El Precio de Cierre de Potencia en una zona de Potencia es el mayor entre su precio local y el precio local de Potencia de cualquier sistema interconectado o zona de Potencia que lo abarque.

11.2.8 Determinación del Precio Neto de Potencia. El CENACE calculará y publicará el Precio Neto de Potencia para cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia, en los siguientes términos:

- (a) El CENACE estimará los costos variables de la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia, excluyendo los costos de arranque y los costos de operación en vacío. Esta estimación debe ser consistente con la planificación de la generación indicativa preparada por la Secretaría.
- (b) Para efectos del siguiente cálculo, el CENACE determinará los Precios Marginales Locales ponderados en cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia en el año anterior. Dichos Precios Marginales Locales ponderados se basarán en los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto para los NodoP del sistema interconectado o la Zona de Potencia, y se ponderarán de acuerdo con la entrega física de energía en cada uno de estos NodoP.
- (c) El CENACE identificará las horas en el año en que el Precio Marginal Local ponderado del Mercado del Día en Adelanto haya resultado mayor al costo variable de la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y cada Zona de Potencia.
- (d) El CENACE calculará el ingreso total derivado de la venta de un 1 MW en el Mercado del Día en Adelanto en todas las horas en las cuales el Precio Marginal Local ponderado del Mercado del Día en Adelanto estuvo por arriba del costo variable de la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.
- (e) El CENACE calculará el costo variable de operación total derivado de la generación de 1 MW en todas las horas en las cuales el Precio Marginal Local ponderado del Mercado del Día en Adelanto estuvo por arriba del costo variable de la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.
- (f) El CENACE calculará la diferencia entre el ingreso total y el costo variable total calculado en los dos puntos anteriores. Esta diferencia es la renta en el mercado promedio para la tecnología de generación de referencia en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.
- (g) El Precio de Cierre de Potencia menos el promedio de la renta en el mercado por MW-año, o cero, el que sea mayor, es el Precio Neto de Potencia en cada sistema interconectado y en cada Zona de Potencia.

11.2.9 Cálculo de cantidades brutas y netas contratadas en el Mercado para el Balance de Potencia

- (a) Todos los participantes que tengan una oferta neta de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia venderán la totalidad de la cantidad ofertada y recibirán el Precio Neto de Potencia.
- (b) Mediante la intersección de oferta y demanda utilizada para calcular los Precios de Cierre de Potencia, el CENACE calculará la cantidad de Potencia adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia; esta puede ser menor a las obligaciones netas de Potencia o puede ser igual o mayor a las obligaciones netas de Potencia.
- (c) En caso que la cantidad adquirida en el Mercado para el Balance de Potencia resulte menor a las obligaciones netas de Potencia, la Potencia adquirida se asignará de manera proporcional a los Participantes del Mercado que presentaron obligaciones netas de Potencia, los cuales pagarán el Precio Neto de Potencia. Cada participante tendrá una obligación incumplida, y será responsable por las sanciones que imponga la CRE.
- (d) Cuando la cantidad adquirida en el Mercado para el Balance de Potencia resulte mayor o igual a las obligaciones netas de Potencia, a cada Participante del Mercado se le asignará la cantidad de obligaciones netas de Potencia que presentaron al Mercado para el Balance de Potencia, y pagarán el Precio Neto de Potencia.
- (e) Cuando la cantidad adquirida en el Mercado para el Balance de Potencia rebase las obligaciones netas, la Potencia en exceso de las obligaciones será adquirida por el CENACE. El CENACE recuperará el costo de adquirir dicha Potencia mediante un cargo a todas las Entidades Responsables de Carga. Dicho cargo se aplicará en proporción a las obligaciones brutas de Potencia de cada una, sin tomar en cuenta los contratos o transacciones bilaterales que hayan celebrado.

...