

SECRETARÍA DE ENERGÍA

RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.- Subsecretaría de Electricidad.- Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico.

CÉSAR ALEJANDRO HERNÁNDEZ ALVA, Director General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico de la Secretaría de Energía, con fundamento en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 33, fracciones XXVI y XXVIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 6, 11, fracciones I, XXXIII, XL, XLII, 94, 95, y Transitorio Tercero de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante, LIE); 1 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica y 8, fracciones XII, XIII, XXXII, XXXIII, 15 fracciones I y XV del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, así como las Bases 1.4.6 y 1.5.3 de las Bases del Mercado Eléctrico de las Bases del Mercado Eléctrico, y

Considerando

Que el artículo 3, fracción XXXVIII de la LIE establece que las Reglas del Mercado se conforman, conjuntamente, por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista (en adelante MEM);

Que el artículo 5 de la LIE señala que el Gobierno Federal, en el ámbito de su competencia y responsabilidades ejecutará los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;

Que el artículo 6 de la LIE dispone que el Estado establecerá y ejecutará la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) y la Comisión Reguladora de Energía (en adelante, CRE), en el ámbito de sus respectivas competencias;

Que el artículo 11 de la LIE señala que la Secretaría está facultada para, entre otros:

- I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica y
- II. Expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general en relación con las atribuciones que le confiere la LIE;

Que el artículo 94 de la LIE, dispone que el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante, CENACE) operará el MEM conforme a dicha Ley y en cumplimiento con las Reglas del Mercado;

Que el artículo 95 de la LIE establece que el MEM promoverá el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en, atención a lo previsto en las Reglas del Mercado;

Que de conformidad con el artículo 132 de la LIE, la Secretaría establecerá la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos;

Que de acuerdo a lo previsto en el Transitorio Tercero de la LIE, corresponde a la Secretaría de Energía:

- I. Coordinar la reestructura de la industria eléctrica, definir los plazos del periodo de reestructura y establecer las políticas y acciones que se requieran para conducir los procesos para su implementación, y
- II. Emitir las primeras Reglas del Mercado, que incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría determine;

Que según lo previsto en el Transitorio Tercero de la LIE, corresponde además a esta Secretaría interpretar la LIE para efectos administrativos durante el periodo de reestructura de la industria eléctrica, para asegurar su implementación eficiente y racional;

Que el artículo 1° del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica establece que la Secretaría y la CRE deberán propiciar, en el ámbito de sus atribuciones, el Desarrollo y Operación Eficiente de la Industria Eléctrica;

Que el artículo 15, fracción I del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía establece que corresponde a la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, el ejercicio de las atribuciones que se le otorgan a la Secretaría en los ordenamientos legales y demás normas jurídicas que de éstos deriven, cuyas disposiciones regulen materias relacionadas con el análisis del sector eléctrico y la vigilancia del mercado eléctrico y emitir, en su caso, sus correspondientes criterios de aplicación;

Que la Base 1.4.6 de las Bases del Mercado Eléctrico dispone que se podrán modificar los calendarios previstos, con el propósito de asegurar el desarrollo completo de las Reglas del Mercado y de los sistemas requeridos para su ejecución confiable y eficiente;

Que la Base 1.5.3 de las Bases del Mercado Eléctrico dispone que la Secretaría emitirá las primeras Reglas del Mercado y podrá emitir por separado los documentos que las integran. Dichas reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría determine;

Que, de conformidad con la *“Resolución que establece los criterios y el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la autorización de inicio de operaciones y declaración de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo”*, notificada por esta Dirección General al CENACE el 30 de diciembre de 2015, mediante oficio 315.185/15, y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de ese mes y año, fijó las siguientes fechas de declaratoria de inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo:

- I. Para el Sistema Interconectado Baja California
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo, el 25 de enero de 2016
 - b. Mercado del Día en Adelanto, el 26 de enero de 2016
 - c. Mercado de Tiempo real, el 27 de enero de 2016
- II. Para el Sistema Interconectado Nacional
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo, el 27 de enero de 2016
 - b. Mercado del Día en Adelanto, el 28 de enero de 2016
 - c. Mercado de Tiempo real, el 29 de enero de 2016
- III. Para el Sistema Interconectado Baja California Sur
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo, el 8 de febrero de 2016
 - b. Mercado del Día en Adelanto, el 9 de febrero de 2016
 - c. Mercado de Tiempo real, el 10 de febrero de 2016

Que el último párrafo de la Resolución citada en el párrafo anterior, prevé que, la Secretaría podrá ajustar las fechas señaladas en el párrafo anterior, en caso de requerirse para asegurar la operación confiable y eficiente del MEM, lo cual será notificado por el mismo medio que dicha Resolución;

Que la *“Resolución que Autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor”*, emitida por esta Dirección General el 25 de enero de 2016, mediante oficio 315.011/16, y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de enero de 2016, fijó las siguientes fechas de inicio de operación de los Mercados incluidos en el Mercado de Energía de Corto plazo:

- I. Para el Sistema Interconectado Baja California
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo, el 10 de febrero, retroactiva al día de operación del 27 de enero de 2016
 - b. Mercado del Día en Adelanto, el 26 de enero de 2016
 - c. Mercado de Tiempo real, el 27 de enero de 2016
- II. Para el Sistema Interconectado Nacional
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo, el 12 de febrero, retroactiva al día de operación del 29 de enero de 2016
 - b. Mercado del Día en Adelanto, el 28 de enero de 2016
 - c. Mercado de Tiempo real, el 29 de enero de 2016
- III. Para el Sistema Interconectado Baja California Sur
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo, el 24 de febrero de 2016, retroactiva al día de operación del 10 de febrero de 2016
 - b. Mercado del Día en Adelanto, el 9 de febrero de 2016
 - c. Mercado de Tiempo real, el 10 de febrero de 2016

Que el 9 de febrero de 2016 esta Dirección General notificó al CENACE, la *“Resolución que actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en el Sistema Interconectado Baja California Sur”*, el 8 de febrero de 2016, mediante oficio 315.021/16, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de febrero de 2016, y en la cual se estableció como día de operación el 23 de marzo de 2016 para dicho Sistema Interconectado;

Que el 15 de marzo de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 17 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto de los procesos de negocio involucrados en la emisión de Estados de Cuenta Diarios, facturación, pagos y cobros que realizan el CENACE y los Participantes del Mercado para el proceso de liquidación financiera de las operaciones del mercado y de los servicios fuera del mismo;

Que el 16 de marzo de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Manual de Garantías de Cumplimiento, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 4 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto de las garantías que deberán presentar los Participantes del Mercado para poder realizar operaciones y, consecuentemente, asumir obligaciones en el MEM, de manera que garanticen el cumplimiento de las mismas;

Que el 16 de marzo de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Manual de Solución de Controversias, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la 19.3 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto del procedimiento bajo el cual el CENACE, los Participantes del Mercado y los Transportistas o Distribuidores podrán resolver las controversias que surjan en el MEM;

Que el 10 de mayo de 2016, esta Dirección General emitió la *“Resolución que autoriza modificaciones a las fechas y mecanismos transitorios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la emisión de Estados de Cuenta Diarios, Facturación, Notas de Crédito, Notas de Débito y Pagos para el Mercado Eléctrico Mayorista”*, notificada al CENACE el 11 de mayo, mediante oficio 315.109/16, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de agosto de 2016, la cual establece nuevas fechas límite para la Facturación y Pagos para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur;

Que el 13 de mayo de 2016, la Secretaría de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual de Contratos de Interconexión Legados, el cual desarrolla con mayor detalle la Base 10.8 de las Bases del Mercado Eléctrico, sobre los procedimientos, reglas y directrices para que el Generador de Intermediación pueda representar en el MEM a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, así como para la operación de los titulares o representantes legales de las sociedades titulares de Contratos de Interconexión Legados;

Que el 26 de mayo de 2016, esta Dirección General emitió la *“Resolución que autoriza modificaciones a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la Administración de Garantías de Cumplimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista”*, notificada al CENACE el mismo día, mediante oficio 315.121/16, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de agosto de 2016, la cual establece nuevas fechas límite para la entrega de Garantías de Cumplimiento por parte de los Participantes del Mercado para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur;

Que el 17 de junio de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de las Bases 9 y 10 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto de la forma en que operaría el Mercado de Energía de Corto Plazo;

Que el 4 de julio de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual del Sistema de Información del Mercado, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 15 de las Bases del Mercado Eléctrico, a fin de establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices, clasificación de información, plazos y representaciones gráficas de la información, para que los integrantes de la Industria Eléctrica, las autoridades involucradas, los Transportistas, los Distribuidores y el público en general conozcan y tengan acceso a la información relevante del Mercado Eléctrico Mayorista y del Sistema Eléctrico Nacional;

Que el 15 de julio de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 3 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto de las distintas formas y categorías de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, el procedimiento para el registro de Participantes del Mercado y de Activos Físicos y el procedimiento para la acreditación de Participantes del Mercado;

Que el 14 de septiembre de 2016, la Secretaría publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 13.2 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos para asignar los Derechos Financieros de Transmisión Legados y que los Suministradores de Servicios Básicos, así como los titulares de Contratos de Interconexión Legados tengan la opción de adquirir, sin costo, los Derechos Financieros de Transmisión correspondientes;

Que el 22 de septiembre de 2016, la secretaria publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, el cual desarrolla con mayor detalle el contenido de la Base 11 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos para la operación y administración del Mercado para el Balance de Potencia y 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 cuenten con Potencia no comprometida en dichos contratos;

Que esta Dirección General se encuentra facultada para suscribir el presente, emitir los actos administrativos de carácter general, en el ámbito de su competencia y atender toda clase de asuntos que sean de su competencia de la Secretaría, de conformidad con el artículo 8, fracciones XII, XIII, XXXII, XXXIII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía;

En razón de lo anterior, he tenido a bien emitir la siguiente:

RESOLUCIÓN QUE AUTORIZA MODIFICACIONES ADICIONALES A LAS FECHAS QUE DEBERÁ OBSERVAR EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA DIVERSAS DISPOSICIONES OPERATIVAS QUE REGULAN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

ÚNICO. Se establecen nuevas fechas límite para que el CENACE cumpla con lo dispuesto en las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas del Mercado y disposiciones operativas que regulen el Mercado Eléctrico Mayorista para los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, en los términos del Anexo Único, por lo que tanto el CENACE como los Participantes del Mercado podrán operar con reglas transitorias que serán válidas durante los plazos señalados en la presente Resolución o en tanto no se emitan las Disposiciones Operativas respectivas.

La presente Resolución se emite a los 23 días del mes de septiembre del dos mil dieciséis y surtirá efectos a partir del día siguiente de su notificación al Centro Nacional de Control de Energía.

El Director General, **César Alejandro Hernández Alva**.- Rúbrica.

ANEXO ÚNICO

DISPOSICIONES GENERALES

- a) El Mercado Eléctrico Mayorista se debe operar en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de Septiembre de 2015 y las Disposiciones Operativas del Mercado emitidas en los términos de estas Bases. En tanto no se publiquen las demás Disposiciones Operativas del Mercado, el CENACE podrá aplicar los procedimientos operativos necesarios para cumplir con los objetivos de las Bases del Mercado, basándose en los proyectos de Disposiciones Operativas, las prácticas comunes de los mercados eléctricos y las prácticas anteriores del CENACE, entre otros.
- b) Como regla general, el CENACE no establecerá ningún procedimiento operativo que sea contrario a las Bases del Mercado o las Disposiciones Operativas vigentes. El presente documento establece las excepciones que, de manera transitoria, el CENACE puede aplicar durante el proceso de inicio del Mercado Eléctrico Mayorista.
- c) Las Disposiciones Transitorias establecidas en la presente resolución sustituyen todas las Disposiciones Transitorias emitidas con anterioridad a ella, ya sea mediante Manuales de Prácticas del Mercado o mediante otras Resoluciones de la Secretaría de Energía. Asimismo, las Disposiciones Transitorias que se establezcan en los Manuales de Prácticas del Mercado emitidos con posterioridad a esta resolución sustituirán las Disposiciones Transitorias establecidas en el presente documento para el ramo correspondiente.
- d) Las referencias en este documento a la entrada en operación del Mercado de Corto Plazo se entenderá como la fecha de entrada en operación de dicho mercado en cada uno de los Sistemas Interconectados por separado, para efectos del establecimiento de plazos límite en cada sistema.
- e) Los plazos de las disposiciones transitorias podrán reducirse en caso de que el CENACE cuente con la normatividad, desarrollos tecnológicos, procesos operativos y todo el soporte que le permita cumplir anticipadamente con las disposiciones correspondientes.

ESTADO DE CUENTA, FACTURACIÓN Y PAGOS

- a) Hasta el Estado de Cuenta Diario que incluye la Liquidación Inicial del Día de Operación 134, la Re-liquidación Inicial del Día de Operación 92, y la Re-liquidación Intermedia del Día de Operación 36, en lo que respecta a los Folios Únicos de Liquidación que se reportarán en los apartados de los Estados de Cuenta Diarios destinados para la información que deberán considerar tanto el CENACE como los Participantes del Mercado para la emisión de facturas, e independientemente de la naturaleza de los mismos, el Participante del Mercado realizará un pago al CENACE por los conceptos que se incluyan en el apartado Facturación a Emitir por el CENACE y facturará los folios que se encuentren en el apartado Facturación a Emitir por el Participante de Mercado.

- b) A partir del Estado de Cuenta Diario que incluye la Liquidación Inicial del Día de Operación 135, la Re-liquidación Inicial del Día de Operación 93, y la Re-liquidación Intermedia del Día de Operación 37, y hasta el 31 de marzo de 2018, los Estados de Cuenta Diarios, los folios del Mercado de Tiempo Real asociados a las operaciones por energía y Servicios Conexos podrán mostrar signos negativos cuando el monto a liquidar sea menor al monto programado del Mercado del Día en Adelanto. Esta situación permitirá realizar la compensación de los montos totales a cobrar y a pagar por el CENACE y los Participantes del Mercado por una misma actividad. Los folios no considerados en este inciso seguirán recibiendo el mismo tratamiento señalado en el inciso anterior.
- c) Se considerarán que tienen valor igual a cero aquellos Folios Únicos de Liquidación que forman parte del Estado de Cuenta Diario que requieran especificaciones técnicas que no se encuentren definidas todavía en las Reglas del Mercado, así como aquellos folios cuyo cálculo depende de tarifas pendientes de publicarse o completarse. En un plazo máximo de 150 días a que se emitan las especificaciones técnicas, tarifas o disposiciones faltantes, se incluirán los importes a cobrar en las liquidaciones y Re-liquidaciones que correspondan, incluyendo las Re-liquidaciones de los días liquidados inicialmente con valores en cero.
- d) Los cálculos realizados conforme a lo previsto en el anteproyecto de Manual de Liquidaciones (sujeto al proceso previsto en el Título Tercero “De la mejora regulatoria” Capítulo Tercero, “De la manifestación de impacto regulatorio”, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo) que pudieran sufrir modificaciones una vez publicado dicho Manual en el Diario Oficial de la Federación se ajustarán para conformarse a dichas modificaciones en un plazo de hasta 150 días posteriores a dicha publicación.
- e) La Comisión Federal de Electricidad (CFE) será la entidad que liquidará en el Mercado Eléctrico Mayorista todas las Re-liquidaciones que incluyen todo tipo de cargos y tarifas como sería el caso de la tarifa de distribución, que se generen por las liquidaciones de la Comisión Federal de Electricidad al haber participado directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista mediante diferentes modalidades de Participante del Mercado, aun cuando dichas Re-liquidaciones ocurran después del vencimiento del plazo transitorio que permite la liquidación directa por la CFE.
- f) Cuando para cualquier ciclo de liquidación, tanto el CENACE como el Participante del Mercado hayan expedido y entregado comprobantes fiscales en apego al Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos; y por tal motivo, el Participante del Mercado tenga el derecho de cobrar y, a su vez, la obligación de pagar al CENACE por su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, el Participante del Mercado podrá solicitar al CENACE que únicamente se realice el cobro o pago del importe neto que resulte de la diferencia de los importes acumulados de las facturas entregadas a la fecha de la solicitud. Para tal efecto, el CENACE deberá establecer las condiciones generales de dichas compensaciones y desarrollar el procedimiento y la interfaz en el Sistema de Información del Mercado para que los Participantes del Mercado puedan llevar a cabo la compensación de los cobros y pagos mencionados. Dicho procedimiento estará vigente hasta el 31 de marzo de 2018.
- g) Por un periodo que no exceda de 431 días a partir de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE enviará a cada Participante de Mercado de forma semanal el resumen de las liquidaciones financieras consideradas en la sección 5.1.5 del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos mediante correos electrónicos registrados o por otro medio que el CENACE haga del conocimiento de los participantes del mercado mediante comunicado publicado en su sitio web. Una vez concluido este periodo se deberá seguir lo previsto en la sección 5.1.5 considerando el envío de notificaciones mediante el Sistema de Información de Mercado.

LIQUIDACIONES

- a) Durante los días de operación en los que no hayan existido operaciones de Entidades Responsables de Carga diferentes al Suministrador de Servicios Básicos de la Comisión Federal de Electricidad y el CENACE no haya contado con contratos y permisos que le permitan programar transacciones de importación y exportación para asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, estas transacciones se realizarán al amparo de los contratos comerciales celebrados por la Comisión Federal de Electricidad. En ese sentido, la liquidación se llevará a cabo de la siguiente forma:
 - (i) Una vez que los contratos comerciales de CFE se hayan transferido a las empresas subsidiarias y filiales de CFE, las importaciones por confiabilidad y exportaciones por confiabilidad realizadas al amparo de dichos contratos serán programadas y abonadas a la empresa Participante de Mercado de que se trate.
 - (ii) Con anterioridad a la transferencia de los contratos comerciales, las importaciones por confiabilidad realizadas en el Sistema Interconectado Baja California y en el Sistema Interconectado Nacional serán programadas y abonadas a CFE en la cuenta de orden designada para el Suministro Básico, como si éstas se trataran de importaciones comerciales.

GARANTÍAS DE CUMPLIMIENTO

- (a) Con respecto al apartado 2.2.5 del Manual de Garantías de Cumplimiento, el CENACE, por un plazo de 431 días a partir del inicio del Mercado de Energía de Corto Plazo, aceptará ofertas y permitirá nuevas posiciones de un Participante del Mercado aun cuando, en caso de hacerlo, la Responsabilidad Estimada Agregada de ese Participante del Mercado rebase de manera inmediata su Monto Garantizado de Pago, por lo que no se considerará como incumplimiento grave a las Reglas del Mercado y, en este caso, el CENACE no dará inicio al procedimiento de terminación anticipada de su contrato de Participante del Mercado.

Una vez transcurrido los 431 días a partir del inicio del Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE deberá observar lo que dispone el numeral 2.2.5 del Manual de Garantías de Cumplimiento, es decir:

- (i) Ningún Participante del Mercado deberá realizar ofertas o tomar nuevas posiciones cuando éstas puedan tener como consecuencia inmediata que su Responsabilidad Estimada Agregada rebase su Monto Garantizado de Pago o, en los casos de excepción a que se refiere la disposición 2.2.9 del Manual de Garantías de Cumplimiento, aumente el exceso que ya existía entre su Responsabilidad Estimada Agregada y su Monto Garantizado de Pago, y
- (ii) El CENACE no deberá aceptar ofertas ni permitir nuevas posiciones de un Participante del Mercado cuando, en caso de hacerlo, la Responsabilidad Estimada Agregada de ese Participante del Mercado rebase de manera inmediata su Monto Garantizado de Pago o, en los casos de excepción a que se refiere la disposición 2.2.9 del Manual de Garantías de Cumplimiento, aumente el exceso que ya existía entre su Responsabilidad Estimada Agregada y su Monto Garantizado de Pago.
- (b) Hasta el 31 de marzo de 2018, las ofertas o posiciones mencionadas en el inciso (a) se refieren solamente a las ofertas o posiciones de compra que presenten los Participantes del Mercado en el Mercado Eléctrico Mayorista, por lo que las ofertas o posiciones de venta se permitirán aun y cuando al presentarlas la Responsabilidad Estimada Agregada del Participante del Mercado rebase de manera inmediata su Monto Garantizado de Pago.
- (c) Hasta el 31 de marzo de 2018, el CENACE considerará en el cálculo de los Pasivos Potenciales Estimados las Transacciones Bilaterales Financieras que el Participante del Mercado tenga registradas ya sea en su carácter de emisor o adquirente. En el caso de las transacciones en carácter de adquirente se aplicará la fórmula establecida en el numeral 3.2.2 inciso (a) subinciso (ii) del Manual de Garantías de Cumplimiento, considerando con signo negativo la transacción estimada de energía eléctrica (TE) y el volumen estimado de obligación de reservas tipo r (VORr).
- (d) Hasta el 31 de marzo de 2018, cuando el CENACE no cuente con la información de medición para liquidaciones correspondiente a las Compras de Energía Física o las ventas de energía eléctrica en el Mercado de Tiempo Real y en el Mercado del Día en Adelanto durante los últimos 7 días naturales, necesaria para realizar el cálculo de los Pasivos Potenciales Estimados establecido en la disposición 3.2 del Manual de Garantías de Cumplimiento, considerará los últimos 7 días disponibles de la medición para liquidaciones del día y hora correspondiente, multiplicado por un factor de volatilidad. Dicho factor de volatilidad será igual a la suma de 1 y el resultado que se obtenga de la desviación estándar de las mediciones para liquidaciones en cada NodoP de los últimos 30 días.
- (e) Hasta el 31 de marzo de 2018, cuando un Día de Operación no haya sido liquidado en tiempo, el CENACE ampliará los días considerados en el cálculo de Pasivos Potenciales Estimados establecido en la disposición 3.2 del Manual de Garantías de Cumplimiento hasta el día en que efectivamente se realice la liquidación.
- (f) El CENACE no requerirá que los Generadores presenten las garantías que se mencionan en el Capítulo 4 del Manual de Garantías de Cumplimiento, por un periodo de 340 días a partir del primer Día de Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo. Una vez que se concluya el plazo aquí mencionado, los Generadores presentarán sus garantías según lo dispone dicho Manual.
- (g) El CENACE no requerirá que los Suministradores de Servicios Básicos presenten las garantías que se mencionan en el Capítulo 4 del Manual de Garantías de Cumplimiento, por un periodo de 294 días a partir del primer Día de Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo. A partir del Día de Operación 295 y hasta el Día de Operación 340, los Suministradores de Servicios Básicos deberán presentar una garantía mínima de \$1,000,000,000.00 (un mil millones de pesos 00/100 M.N.) Una vez que se concluya el plazo aquí mencionado, los Suministradores de Servicios Básicos presentarán sus garantías según lo dispone el Manual de Garantías de Cumplimiento.

- (h) El único instrumento de garantía que el CENACE recibirá durante los primeros 520 días posteriores al primer Día de Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo serán las Cartas de Crédito que se mencionan en la disposición 4.1.2 del Manual de Garantías de Cumplimiento. Una vez concluido este plazo, los Participantes del Mercado podrán entregar cualquiera de los instrumentos de garantía que se establecen en el capítulo 4 de dicho Manual.
- (i) Por un periodo que no exceda de 431 días posteriores al primer Día de Operación del Mercado de Energía Corto Plazo, el CENACE no calculará la Responsabilidad Estimada Agregada descrita en el Manual de Garantías de Cumplimiento. A partir del Día de Operación 432, el resultado de la estimación de la Responsabilidad Estimada Agregada se hará del conocimiento de los Participantes del Mercado mediante el Sistema de Información del Mercado. Una vez que se cumpla con este plazo, el CENACE emitirá las notificaciones correspondientes en los términos señalados en el numeral 2.2.6 del Manual de Garantías de Cumplimiento, el cual refiere que los valores, tanto del Monto Garantizado de Pago como de la Responsabilidad Estimada Agregada, se publicarán en el Sistema de Información del Mercado, para que dichos valores puedan ser consultados en cualquier momento.
- (j) En tanto no se apliquen los precios del Mercado de Tiempo Real distintos a los precios del Mercado del Día en Adelanto en el proceso de Liquidaciones, el CENACE podrá calcular los cargos potenciales estimados con base en los precios del Mercado del Día en Adelanto para energía y Servicios Conexos. Por lo anterior, para determinar los promedios ponderados respecto a las transacciones de energía eléctrica o de Servicios Conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo y para determinar los cargos potenciales estimados por concepto de Servicios Regulados, el CENACE podrá utilizar las mediciones para liquidaciones, tomando en consideración la disponibilidad de la información en los términos previstos en el Manual de Medición para Liquidaciones o en la información de medición que el CENACE tenga disponible. A partir de que se apliquen los precios del Mercado de Tiempo Real en el proceso de liquidaciones, el CENACE contará con 120 días para que el cálculo de la Responsabilidad Estimada Agregada considere dichos precios.
- (k) Con respecto al numeral 4.1.2 del Manual de Garantías de Cumplimiento, las Cartas de Crédito deberán otorgarse necesariamente conforme al formato contenido en el Anexo 1 de dicho Manual. En lo que se refiere al contenido de la misma, hasta el 31 de marzo de 2018, se deberá precisar que el beneficiario podrá ser el CENACE y/o la empresa o institución bancaria o institución fiduciaria que el CENACE designe o contrate para el manejo, administración o custodia de las Cartas de Crédito. Lo anterior implica que, en caso de optar por esto último, los Participantes del Mercado podrán entregar directamente dichas garantías al tercero designado por el CENACE, siendo este último el que proceda a su validación.
- (l) Con respecto al numeral 4.1.3 del Manual de Garantías de Cumplimiento, hasta el 31 de marzo de 2018, los Participantes del Mercado no están obligados a depositar los instrumentos financieros gubernamentales para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que asuman en el Mercado Eléctrico Mayorista, que incluyen de manera enunciativa mas no limitativa, los Certificados de Tesorería (CETES), Bonos de Desarrollo (BONDES D), Bonos de Regulación Monetario (BREMES), Bonos M, UDIBONOS, o cualquier otro instrumento financiero puesto en circulación por el gobierno o que pudieran ser puestos en circulación en el futuro, solamente ante el CENACE o a cederlos, endosarlos o transmitirlos al CENACE, sino que también podrán emitirlos a favor o endosarlos o cederlos a favor de la empresa o institución bancaria o institución fiduciaria que el CENACE designe o contrate para el manejo o administración o custodia de los instrumentos financieros mencionados, para lo cual, también aplicará lo señalado en la última parte del inciso anterior.

MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

- (a) En caso de que el Sistema de Información del Mercado no cuente con la capacidad de recibir Ofertas de algún Participante del Mercado, el CENACE aceptará dichas Ofertas mediante el envío de los archivos correspondientes por correo electrónico, o bien, por otro medio que el CENACE haga del conocimiento de los Participantes del Mercado mediante un comunicado publicado en su sitio web. El CENACE asegurará que el Sistema de Información del Mercado cuente con la capacidad de recibir Ofertas de todos los Participantes del Mercado en un plazo, que no rebase 12 meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (b) Por un periodo de hasta dieciocho meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado que deseen presentar Ofertas de Venta de Unidades de Central Eléctrica con distintas configuraciones deberán hacerlo para una sola configuración a través de las Ofertas de Venta de unidad de central térmica. Para tal efecto, el Participante de Mercado podrá seleccionar cuál configuración utilizará para realizar dicha Oferta. Como excepción a lo anterior, en caso de que el CENACE requiera la operación de una configuración específica, podrá notificar al Participante de Mercado de las configuraciones requeridas. En este caso el Participante ofrecerá la configuración solicitada por el CENACE.

- (c) Durante el periodo en que el CENACE no acepte Ofertas multi-configuración de las Unidades de Central Eléctrica con distintas configuraciones, para efectos del cálculo de disponibilidad de producción física en los términos de las Reglas del Mercado en materia de Potencia, cuando una unidad ofrezca una configuración que corresponde a la operación parcial de la unidad, se entenderá que la disponibilidad de producción física es la capacidad instalada de la configuración que corresponde a la operación total de la Unidad de Central Eléctrica. Lo anterior, a menos que se demuestre que no estuviera disponible dicha configuración.
- (d) El CENACE contará con un plazo de catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista para implementar la funcionalidad completa de la modalidad de “UPC Dinámicamente Programada” de las Unidades de Propiedad Conjunta. En el periodo transitorio, el CENACE realizará el registro de las UPC Dinámicamente Programada en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, permitiendo que los representantes no principales de estas UPC presenten ofertas complementarias del tipo Oferta de Programa Fijo (Recurso No Despachable).
- (e) Por un periodo de hasta un catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado no podrán modificar el estatus de asignación de su Unidad de Central Eléctrica de forma horaria; el parámetro de estatus de asignación deberá ofertarse de forma diaria.
- (f) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado ofertarán el costo de operación que corresponde al Límite de Despacho Económico Mínimo en sustitución del costo de operación en vacío. El CENACE anunciará, con al menos 10 días de anticipación, el día para la realización de dicho cambio de forma coordinada.
- (g) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, los Participantes del Mercado no podrán modificar el Límite de Despacho de Emergencia Máximo o el Límite de Despacho de Emergencia Mínimo en las Ofertas diarias; los parámetros podrán modificarse conforme a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- (h) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, la validación de Ofertas establecida en los numerales 2.5.7 y 2.5.12 no resultará en un rechazo automático de la Oferta de la Unidad de Central Eléctrica o en un reporte automático a la Unidad de Vigilancia del Mercado, sin embargo, la Oferta estará sujeta a la revisión de la Unidad de Vigilancia del Mercado, quien la podrá modificar, a solicitud del CENACE o por cuenta propia.
- (i) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, las ofertas por omisión establecidas en las Reglas del Mercado serán iguales a la última Oferta Validada y Consistente correspondiente a la Unidad de Central Eléctrica.
- (j) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE realizará manualmente la evaluación de Ofertas establecida en la Sección 2.6 después del cierre del Mercado del Día en Adelanto. En caso de resultar en un rechazo de la Oferta, el CENACE utilizará los Precios de Referencia de la Unidad de Central Eléctrica y reportará el rechazo tanto al Participante del Mercado como a la Unidad de Vigilancia del Mercado; el Participante del Mercado podrá solicitar a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la revisión correspondiente de los Parámetros de Referencia registrados, dentro de los 10 días posteriores al rechazo de la Oferta.
- (k) El CENACE contará con un plazo de catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, para implementar el uso de límites de despacho de emergencia. Durante este periodo, el mercado considerará solamente los límites de despacho económicos.
- (l) El CENACE contará con un plazo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista para implementar el envío y recepción de los tipos de combustibles como parte de la información de las Ofertas de Venta.
- (m) Por un periodo de hasta dieciocho meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el CENACE utilizará para el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido el modelo de coordinación hidrotérmica (CHT-S) que ha utilizado con anterioridad al inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, para determinar el plan de operación de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional. Este modelo utiliza una representación alternativa de la red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional y Ofertas de Venta de energía basadas en modelos cuadráticos de entrada-salida registrados previamente por el CENACE.

- (n) Para la liquidación del Mercado de Tiempo Real se podrán utilizar los precios calculados en el Mercado del Día en Adelanto por un año a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Posteriormente, se podrán utilizar precios determinados en simulaciones ex-post que consideren la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real, de acuerdo a lo siguiente:
- (i) Sistema Interconectado Nacional (hasta por 18 meses a partir del Primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista).
 - (ii) Sistema Baja California (hasta por 14 meses a partir del Primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista).
 - (iii) (Sistema Baja California Sur (hasta por 20 meses a partir del Primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista).
- (o) Una vez que inicie el cálculo oficial de precios de energía y servicios conexos del mercado de tiempo real, CENACE realizará durante el día de operación y en días posteriores, un proceso de validación para asegurar la precisión de los resultados de los precios obtenidos. Si se identifica que hubo algún error en el cálculo de precios, debido a la consideración de datos incorrectos o a alguna solución errónea del modelo matemático de despacho DERS-MI, CENACE realizará recálculos realizando las correcciones pertinentes y publicará nuevamente los precios en el Sistema de Información de Mercado. En los casos donde no sea posible corregir el caso original del cálculo de precios de tiempo real, debido a falta de información o a información inconsistente de los sistemas EMS/SCADA, CENACE podrá determinar los precios del mercado de tiempo real con simulaciones Ex-post que consideren estimaciones de las condiciones reales operativas del sistema eléctrico. Los precios del mercado de tiempo real de un día de operación que se publiquen en el Sistema de Información de Mercado tendrán inicialmente carácter de resultados preliminares; serán considerados definitivos hasta que se realice la emisión de los estados de cuenta de la liquidación inicial correspondiente a ese día de operación.
- (p) Por un periodo de hasta veinte meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el Mercado de Tiempo Real en el Sistema Interconectado Baja California Sur se podrá ejecutar en modo de control de lazo abierto.
- (q) Para el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido, incluyendo el cálculo de costos de oportunidad de los recursos de energía limitada, en caso de que el CENACE no reciba la información de precios y disponibilidad de combustibles directamente de las autoridades y demás personas señaladas en las Reglas del Mercado, el CENACE podrá utilizar la información correspondiente que reciba de las Empresas Productivas del Estado que han proporcionado esta información anteriormente o sus Subsidiarias y Filiales equivalentes, o de Organismos Públicos Descentralizados relevantes. El CENACE debe usar la información recibida directamente de las autoridades y demás personas señaladas en las Reglas del Mercado, inmediatamente a partir de que la empiecen a proporcionar.
- (r) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia tanto en el Mercado del Día en Adelanto como en el Mercado de Tiempo Real será igual al valor óptimo de la variable dual asociada al requisito de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia sin considerar los valores óptimos asociados a los requisitos de Reserva Rodante y No Rodante Suplementaria, Reserva No Rodante de 10 minutos o Reserva Rodante.
- (s) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el Registro de Instrucciones de Despacho pasará por un periodo de pruebas y validación.
- (t) Durante el tiempo que el Registro de Instrucciones de Despacho se encuentre en periodo de pruebas y validación, el CENACE podrá emitir instrucciones de despacho utilizando los medios de comunicación vigentes con anterioridad al primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista. En este periodo, el Registro de Instrucciones de Despacho podrá operarse en lazo abierto o cerrado con las Unidades de Central Eléctrica o centros de control de generación.
- (u) Durante el periodo de pruebas y validación del Registro de Instrucciones de Despacho, se validarán continuamente los resultados por parte del operador del mercado y de las Unidades de Central Eléctrica y se calcularán resultados de seguimiento de instrucción de despacho. Asimismo, podrán utilizarse distintas fuentes de información del CENACE para conocer el seguimiento de instrucciones de despacho de las Unidades de Central Eléctrica.
- (v) Terminado el periodo de pruebas y validación del Registro de Instrucciones de Despacho, las instrucciones de despacho deberán emitirse de conformidad a las Reglas del Mercado.

- (w) Por un periodo de hasta un año a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, las Unidades de Central Eléctrica que no cuenten con la infraestructura necesaria para recibir instrucciones de despacho en términos de energía neta, recibirán instrucciones de despacho en términos de energía bruta. En estos casos, el CENACE utilizará factores de conversión de energía neta a energía bruta estimados con base en mediciones de los consumos para servicios propios de las Unidades de Central Eléctrica.
- (x) En tanto no se publique en el Diario Oficial de la Federación el Manual de Verificación de Cumplimiento de Instrucciones de Despacho y servicios Conexos, no se aplicarán las penalizaciones por incumplimientos a las instrucciones de despacho económico en tiempo real.
- (y) Por un periodo de hasta catorce meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, cada Unidad de Central Eléctrica indirectamente modelada será liquidada al Precio Marginal Local correspondiente al NodoP elemental más cercano a la ubicación física. Posteriormente, en tanto CENACE no determine Vectores de Distribución de Generación, cada Unidad de Central Eléctrica Indirectamente Modelada será liquidada utilizando los Precios Medios Ponderados de la Zona de Carga donde esté ubicada.
- (z) El CENACE contará con dieciocho meses a partir del primer Día de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, para implementar el uso de límites de energía diaria para todas las Centrales Eléctricas en el Mercado del Día en Adelanto.
- (aa) En tanto el CENACE no emita costos de oportunidad para las centrales de energía limitada causadas por restricciones en la disponibilidad de combustibles, los generadores podrán administrar dichas limitaciones reduciendo la capacidad máxima de generación ofrecida en sus ofertas, con el fin de ajustar su generación a la capacidad de gas disponible en el día de operación.
- (bb) Hasta que se publique el Manual de Costos de Oportunidad, los modelos de Asignación y Despacho de los procesos del Mercado de un Día en Adelanto, Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y Asignación de Unidades de Tiempo Real podrán considerar las restricciones de producción de energía unidades hidroeléctricas asociadas con el cumplimiento del balance hidráulico en cuencas y embalses y de los tiempos de viaje de agua entre embalses en cascada.

MEDICIÓN

- (a) Los medidores con calidad para liquidación deben cumplir con las características específicas que establezca la Norma Oficial Mexicana para estos medidores. En tanto no se emita dicha NOM y en tanto no se haya publicado el Manual de Medición para Liquidaciones, los medidores con calidad para liquidaciones deberán cumplir con las características técnicas establecidas en la especificación de "Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos (CFE G0000-48)".
- (b) Los transformadores de instrumento deben cumplir con las características específicas que establezca la Norma Oficial Mexicana (NOM) para estos transformadores. En tanto no se emita dicha NOM y en tanto no se haya publicado el Manual de Medición para Liquidaciones, los transformadores de instrumento asociados a los equipos de medición para liquidaciones deben cumplir con las características técnicas establecidas en las Normas de Referencia "Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV (NRF-026-CFE) y "Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV (NRF-027-CFE).
- (c) Para el caso de los Usuarios Calificados con Centros de Carga Agregados deben de cumplir con los requerimientos de medición definidos en el inciso (a) y (b) de esta sección en cuanto a exactitud, comunicación, sincronía, registros y reportes como Usuarios con demanda ≥ 750 kW, hasta en tanto no se haya publicado el Manual de Medición para Liquidaciones.
- (d) Dado que a la entrada del Mercado Eléctrico mayorista no existe la infraestructura adecuada para obtener la medición de la energía entregada por el Mercado Eléctrico Mayorista a cada Zona de Carga (tensión menor a 69 kV), se realizarán estimaciones a partir de la medición en los bancos de transformación que en su lado primario tengan una tensión mayor a 220 kV, los intercambios entre Zonas de Carga en nivel de tensión menor a 230 KV y mayor o igual a 69 KV, el cálculo con el estimador de estado de las pérdidas en nivel de tensión menor a 230 KV y mayor o igual a 69 KV, y las Centrales Eléctricas y Centros de Carga factiblemente medidos en nivel de tensión menor a 230 KV y mayor o igual a 69 KV para cada Zona de Carga. Las estimaciones serán utilizadas para determinar las pérdidas en las Redes Generales de Distribución aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía con base en los factores establecidos en el acuerdo A/074/2015, y el consumo del Suministro Básico hasta que se cuente con el total de mediciones de las entregas en los bancos de transformación a las Zonas de Carga.

- (e) Hasta en tanto no se emita el Manual de Medición para Liquidaciones, el CENACE podrá incluir en la medición de energía para liquidaciones sólo la generación neta o el consumo neto de los sistemas de abasto aislado con interconexión al Sistema Eléctrico Nacional y los Contratos de Interconexión Legados, cuando no se cuente con la medición por separado de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga. Asimismo, podrá facturar al Suministrador de Servicios Básicos por el consumo neto de las Centrales Eléctricas indirectamente modeladas y los Centros de Carga indirectamente modelados que representa en cada Zona de Carga, cuando estas Centrales no cuenten con la medición por separado. Durante este periodo, el CENACE podrá abstenerse de utilizar mediciones o estimar la generación de estas Centrales Eléctricas y el consumo de estos Centros de Carga cuando no sea factible, realizando liquidaciones de la cantidad neta generada o consumida por cada uno. El Manual de Medición para Liquidaciones establecerá los términos para estimar la generación cuando no exista medición por separado de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga.
- (f) En tanto los Generadores representantes de Centrales Eléctricas Legadas, el Transportista y los Distribuidores no garanticen la calidad de la información de medición en tiempo y forma, el CENACE tiene la facultad de estimar los datos de medición para las liquidaciones con la información que tenga disponible, incluso tomando datos de los sistemas de medición en tiempo real (SCADA),
- (g) En tanto no se cuente con la medición para realizar el cálculo de las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución, el CENACE realizará estimaciones bajo el supuesto de que las pérdidas reales en las Redes Generales de Distribución son iguales a las pérdidas reconocidas por la Comisión Reguladora de Energía.
- (h) En tanto no se cuente con los datos de medición ni la capacidad de estimación necesaria para cumplir con las reglas del mercado, debido a infraestructura deficiente en tensión menor a 220 kV, el CENACE podrá contabilizar al Suministro de Servicios Básicos cualquier energía no identificable para otro Participante de Mercado o asociada con pérdidas reconocidas.
- (i) Durante el periodo transitorio definido en la Base 16.3.11, inciso (e), de las Bases del Mercado Eléctrico, el Transportista o Distribuidor responsable de la medición utilizará los procedimientos propios para determinar los registros de la medición en los periodos de mantenimiento con base en el transitorio vigésimo primero de la Ley de la Industria Eléctrica. Estos procedimientos se podrán sustituir en el Manual de Medición para Liquidaciones, o en las disposiciones aplicables a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga cuya medición se regulada por la CRE.
- (j) En todos aquellos puntos de entrega/recepción entre Transportistas y Distribuidores donde se requiere medición para liquidaciones y que a la entrada del Mercado Eléctrico Mayorista no se cuente con el sistema de medición con las características establecidas en los transitorios (a) y (b) de esta sección, los Transportistas y Distribuidores dispondrán de un plazo no mayor a cinco años a partir de la entrada en vigor de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, o bien, el plazo que se establezca en el Manual de Medición para Liquidaciones, para cumplir con las características técnicas requeridas.
- (k) En todos aquellos puntos de entrega/recepción de Centrales Eléctricas Legadas donde se requiere medición para liquidaciones y que a la entrada del Mercado Eléctrico Mayorista no se cuente con el sistema de medición con las características establecidas en los transitorios (a) y (b) de esta sección, los Responsables del Sistema de medición dispondrán de un plazo no mayor a tres años a partir de la entrada en vigor de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, o bien, el plazo que se establezca en el Manual de Medición para Liquidaciones, para cumplir con las características técnicas requeridas.

REGISTRO Y ACREDITACIÓN DE PARTICIPANTES DEL MERCADO

- (a) El CENACE tendrá hasta 12 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, para constituir el Comité de Ingreso y Permanencia al Mercado Eléctrico Mayorista; hasta entonces el CENACE ejercerá las facultades de dicho Comité.
- (b) El área certificada de registro estará disponible en el Sistema de Información del Mercado a más tardar 18 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado. Hasta esta fecha, todos los procedimientos de registro de Participantes del Mercado serán desahogados directamente en el CENACE, a través del personal de contacto. La documentación requerida será entregada en los términos que le sean notificados previamente por el CENACE, mediante un comunicado en su sitio web.
- (c) Hasta 12 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el CENACE no estará obligado a realizar la evaluación de antecedentes de los Candidatos a Participantes del Mercado. Dicha evaluación se llevará a cabo cumplido el plazo señalado, conforme a lo dispuesto en el citado Manual.

- (d) Los interesados podrán, hasta 18 meses posteriores a la publicación de los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, tramitar y obtener contratos de Participante de Mercado en más de una modalidad de participación, aun cuando dichas actividades requieran la estricta separación legal, así como los contratos del Transportista y de Distribuidor. Al término de dicho plazo, cualquier contrato o registro que el Participante de Mercado o interesado haya obtenido o celebrado al amparo de la presente disposición deberá ser transferido, o en su caso cedido, a empresas legalmente separadas.
- (e) Hasta 18 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el CENACE podrá implementar mecanismos de seguridad distintos al Certificado Digital.
- (f) Los Centros de Carga que se encuentren en operación a la fecha de operación del Mercado de Corto Plazo y que se obligan a realizar y mantener su inscripción en el registro de Usuarios Calificados en términos de la Ley de la Industria Eléctrica, en caso de no contar con algún representante en la figura de Suministrador Calificado, Usuario Calificado Participante del Mercado o Suministrador de Último Recurso, serán registrados al Suministrador de Servicios Básicos, a fin de que éste le proporcione el Suministro de Último Recurso, ateniéndose a las tarifas máximas y precios máximos que expida la Comisión Reguladora de Energía. Lo anterior, sin perjuicio de que dichos usuarios puedan elegir celebrar un Contrato de Participante del Mercado en modalidad de Suministrador Calificado o de Usuario Calificado Participante del Mercado, siempre y cuando cumplan con todas las disposiciones aplicables.
- (g) Hasta 18 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el registro de Activos Físicos no será realizado a través del Módulo de Registro del Sistema de Información del Mercado y no será indispensable que el CENACE requiera toda la información y los parámetros establecidos en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. El CENACE implementará mecanismos y formatos para recibir y validar la información y parámetros; dichos mecanismos y formatos serán puestos a disposición de los Participantes del Mercado a través del SIM o cualquier otro medio previamente notificado. Una vez concluido dicho plazo, los Participantes del Mercado deberán actualizar la información y parámetros de sus Activos Físicos en el Módulo de Registro del SIM, completando cualquier dato que no hubiera llenado previamente.
- (h) Hasta 18 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el estatus de los Activos Físicos deberá ser consultado directamente al CENACE. Para los plazos para la revisión, aprobación, rechazo, retiro o transferencia de los Activos Físicos, se estará a lo dispuesto en el mencionado Manual.
- (i) Durante los primeros 18 meses a partir de la entrada en vigor del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el proceso de acreditación de Participantes del Mercado será realizado mediante procesos simplificados, que deberán ser publicados en el SIM en un plazo de 12 meses a partir de la entrada en vigor del citado Manual. Concluido dicho periodo, todos los Participantes del Mercado deberán realizar el procedimiento de acreditación como se establece en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- (j) Para el registro de Centros de Carga por parte de un Suministrador de Servicios Básicos no se requerirá la acreditación de contratos de Usuarios de Suministro Básico, hasta que un segundo Suministrador de Servicios Básicos haya registrado Centros de Carga en una zona de carga dada. Durante este periodo, el Suministrador de Servicios Básicos sólo deberá entregar al CENACE, para cada zona de carga, un reporte mensual de la cantidad de nuevos contratos de Suministro Básico con los Usuarios Finales que reciban el suministro en el Centro de Carga, indicando el número de nuevos contratos y la demanda total contratada, desglosado por tarifa e identificando aquellos usuarios de Suministro Básico que pudieran ser Usuarios Calificados Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista. El CENACE notificará al Suministrador de Servicios Básicos, a través del Sistema de Información del Mercado, cuando la condición contenida en este inciso se haya cumplido.
- (k) Por un periodo de hasta 18 meses a partir de la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el CENACE podrá implementar mecanismos simplificados para permitir el acceso de los generadores titulares de permisos para generar energía eléctrica bajo la modalidad de Producción Independiente de Energía, a los parámetros de capacidad y costos, según se establece en el apartado 4.2.6(a)(iii)(M) del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- (l) Durante los primeros 18 meses a partir de la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado, el CENACE determinará los requisitos mínimos de capacitación que requiera el personal de los Participantes del Mercado que realizará las actividades señaladas en el numeral 5.5. del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. El CENACE deberá publicar en el portal del Sistema de Información del Mercado dichos requisitos y los

procedimientos específicos para que los Participantes del Mercado puedan acreditarlos, asegurando en todo momento que no represente una barrera para el inicio de operaciones de los Participantes del Mercado. La vigencia de los cursos de capacitación que tengan un carácter transitorio terminará cuando el CENACE haya impartido los cursos de acreditación a los que hacen referencia las Reglas del Mercado.

- (m) En tanto la Autoridad de Vigilancia de Mercado no emita las disposiciones para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados establecidos en el numeral 18.2.1 de las Bases de Mercado, los participantes deberán enviar a la Unidad de Vigilancia de Mercado las pruebas técnicas que sustenten los parámetros de costos y de capacidades de las Unidades de Central Eléctrica que pretendan registrar.
- (n) Durante los primeros 18 meses contados a partir de la entrada en operación del Mercado de Corto Plazo, el CENACE realizará procesos manuales para la recepción de información y comunicación con solicitantes del proceso de registro y utilizará requisitos simplificados para el registro de los activos físicos correspondientes a los Participantes de Mercado. Hasta la fecha mencionada, los candidatos que suscriban el respectivo contrato como participante de mercado en cualquiera de las modalidades previstas por la Ley de la Industria Eléctrica; podrán iniciar operaciones en el Mercado de forma provisional. La continuidad de los Participantes que inicien operaciones en el Mercado queda estrictamente condicionada a la conclusión de los procesos de Registro de Activos y Acreditación, a más tardar 90 días después de haber iniciado operaciones. En caso de incumplimiento se aplicará la modificación del estatus del participante conforme a lo establecido en las secciones 4.1.2 y 5.12.2 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado.
- (o) Los Generadores que representen a las Centrales Eléctricas que estuvieron en operación con anterioridad a la entrada en operación del Mercado de Corto Plazo podrán registrarlas en el Mercado Eléctrico Mayorista sin incluirlas en Contratos de Interconexión, hasta 18 meses posteriores a la publicación del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Hasta la celebración de dichos contratos, los Generadores que representen a dichas Centrales Eléctricas tendrán las obligaciones establecidas en el respectivo modelo de contrato emitido por la CRE.
- (p) A más tardar seis meses a que el CENACE reciba la solicitud formal del caso, se deberán instrumentar procesos que permitan a los Suministradores que representen a Generadores Exentos, así como a Generadores que representen Centros de Carga, realizar el proceso de registro correspondiente.
- (q) Mientras el CENACE no active la funcionalidad de la Oficialía de Partes Electrónica, los Usuarios del SIM podrán realizar promociones y desahogar actuaciones relacionadas con el Mercado Eléctrico Mayorista de manera presencial y con documentos físicos en la oficialía de partes física del CENACE, cuya dirección será publicada en el área pública del SIM.

LIQUIDACIONES EN CASO DE SUSPENSIÓN DEL MERCADO

- (a) En tanto no se publique de manera oficial el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y en caso de que se presente una situación que provoque la suspensión del Mercado de un Día en Adelanto, la liquidación de este proceso se realizará utilizando los resultados obtenidos en un día de operación previo con características similares (demanda, generación, día de la semana y tipo de día ya sea atípico o no). El CENACE deberá informar a los Participantes los criterios utilizados para definir el día seleccionado.
- (b) De igual forma en tanto no se publique de manera oficial el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía y en caso de que se presente una situación que provoque la suspensión del Mercado de Tiempo Real, la liquidación de este proceso se realizará de acuerdo a lo siguiente:
 - (i) Se podrá utilizar una simulación de la hora u horas en cuestión, realizada ex-post, con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real.
 - (ii) En caso de no ser factible el punto anterior se utilizarán los resultados obtenidos en el proceso del Mercado de Día en Adelanto para el día de operación e intervalo horario correspondiente.
- (c) Una vez publicado el Manual de Suspensión de Operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo el CENACE deberá cumplir lo establecido en dicho documento.

SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL MERCADO

- (a) Los siguientes elementos de información no estarán disponibles por los periodos que se indican a continuación, contados a partir de la entrada en vigor del Manual del Sistema de Información del Mercado:

- (i) Buzón de Notificaciones del Usuario del SIM. Hasta 18 meses. Mientras el CENACE no active la funcionalidad del Buzón de Notificaciones del Usuario del SIM, las notificaciones serán realizadas por medio del correo electrónico vinculado al Certificado Digital del Participante del Mercado, a través del portal público del CENACE cuando se trate de notificaciones a todos los Participantes del Mercado o, en casos excepcionales, a través de comunicación telefónica a los contactos registrados ante el CENACE.
 - (ii) Oficialía de Partes Electrónica. Hasta 48 meses. Mientras el CENACE no active la funcionalidad de la Oficialía de Partes Electrónica, los Usuarios del SIM podrán realizar promociones y desahogar actuaciones relacionadas con el Mercado Eléctrico Mayorista de manera presencial y con documentos físicos en la oficialía de partes física del CENACE, cuya dirección será publicada en el área pública del SIM.
 - (iii) Usuarios Externos de Confianza. Hasta 12 meses. Mientras el CENACE no active la funcionalidad para permitir el acceso de Usuarios Externos de Confianza, sólo los participantes de subastas de mediano y largo plazo podrán requerir accesos especiales para consultar la información del Área Certificada que se establece en el apartado 5.2 del Manual del Sistema de Información del Mercado. El CENACE deberá garantizar el acceso a estos usuarios directamente en el SIM o mediante el uso de un servidor alternativo creado específicamente para esta actividad.
- (b) Los siguientes elementos del Área Pública del SIM no estarán disponibles por un periodo de hasta 240 días a partir de la entrada en vigor del Manual del Sistema de Información del Mercado:
- (i) Definición de los NodosP Distribuidos utilizados en la definición de zonas de generación.
 - (ii) Pérdidas Técnicas y No Técnicas
 - (iii) Modelos de costo de oportunidad para la energía hidroeléctrica.
- (c) Los siguientes elementos del Área Pública del SIM no estarán disponibles por un periodo de 180 días a partir de la entrada en vigor del Manual de Prácticas del Mercado en materia de pronósticos:
- (i) Pronósticos de disponibilidad de generación a nivel agregado, desglosado por zona de potencia, incluyendo el mantenimiento programado.
 - (ii) Métricas de errores de pronóstico.
 - (iii) Metodologías de pronósticos del CENACE.
 - (iv) Estadística y pronósticos de generación intermitente y firme a nivel agregado.
- (d) Los siguientes elementos del Área Pública del SIM no estarán disponibles por un periodo de 180 días a partir de la entrada en vigor del Manual de Prácticas del Mercado en materia de análisis y modificación de las reglas del mercado:
- (i) Solicitudes de Modificación de las Reglas del Mercado.
- (e) Los siguientes elementos del Área Certificada o Segura del SIM no estarán disponibles por un periodo de 240 días a partir de la entrada en vigor del Manual del Sistema de Información del Mercado:
- (i) Modelos completos del Mercado del Día en Adelanto, incluyendo los modelos utilizados para determinar los precios del Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (ii) Modelos para calcular instrucciones de arranque y paro.
 - (iii) Topología del Sistema Eléctrico Nacional (Modelo de Red Física).
 - (iv) Capacidades y disponibilidades de elementos.
 - (v) Metodología para determinar límites operativos en corredores de transmisión.
 - (vi) Recursos de Soporte del Sistema.
 - (vii) Contingencias consideradas en la evaluación de la seguridad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional
 - (viii) Regiones y Periodos no autorizados para programación de salidas.
 - (ix) Salidas programadas de elementos del Sistema Eléctrico Nacional.
 - (x) Salidas forzadas de elementos del Sistema Eléctrico Nacional.
 - (xi) Consumos estimados de gas natural de Centrales Eléctricas.

- (f) Los siguientes elementos del Área Certificada o Segura del SIM no estarán disponibles por un periodo de 120 días a partir de la entrada en operación del Mercado de Tiempo Real:
- (i) Modelos completos del Mercado de Tiempo Real, incluyendo los modelos utilizados para determinar los precios del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (g) No habrá excepción para el cumplimiento de las disposiciones del Manual del Sistema de Información del Mercado, salvo el caso de las disposiciones transitorias descritas en el presente apartado.

CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN LEGADOS

- (a) El Manual de Contratos de Interconexión Legados deberá observar las siguientes disposiciones transitorias:
- (i) El CENACE apoyará al Generador de Intermediación en la presentación de las ofertas de compra y ofertas de venta así como en elaborar el Anexo F diario del Manual de Contratos de Interconexión Legados, por un plazo que no exceda de 400 días naturales a partir del inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (ii) Durante los primeros 720 días de operación del Mercado Eléctrico de Corto Plazo, el CENACE o el Generador de Intermediación presentarán ofertas netas para el Mercado del Día en Adelanto (ofertas como resultado de restar las ofertas de venta a las ofertas de compra en el punto de interconexión). Una vez concluido este plazo, se procederá conforme se dispone en el Manual.
- (iii) Por un lapso que no exceda de 540 días a partir del inicio del Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE podrá realizar ofertas de compra y ofertas de venta de sustitución, así como el cálculo del Anexo F diario utilizando mediciones e información histórica, sin requerir la presentación de dichas ofertas por el Generador de Intermediación. Una vez concluido este plazo se procederá conforme a lo establecido en el Manual.
- (b) A partir del 1 de enero de 2017 y durante los 544 Días de Operación posteriores a esta fecha, el Generador de Intermediación podrá presentar de manera semanal al CENACE, el estimado de Déficit o Superávit Financiero (Balance Financiero) de los cobros y pagos realizados por concepto de Contratos de Interconexión Legados fuera del Mercado Eléctrico Mayorista de acuerdo a lo señalado en el apartado 3.8.7, inciso b, fracción ii, del Manual de Contratos de Interconexión Legados, observando lo siguiente:
- (i) Esta estimación semanal del Balance Financiero, será incluida en los Estados de Cuenta Diarios del Generador de Intermediación a través del Folio Único de Liquidación que corresponda dentro del Manual de Liquidaciones, para que éste emita o reciba una factura del CENACE por la semana transcurrida de lunes a domingo, misma que deberá estar alineada con los ciclos semanales de facturación y pagos mencionados en el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos, para que se considere para cobro o pago con la demás facturación proveniente de su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- (ii) Del mismo modo, la estimación semanal del Balance Financiero será incluida en los Estados de Cuenta Diarios de los Participantes del Mercado distintos del Generador de Intermediación a través del Folio Único de Liquidación que corresponda en el Manual de Liquidaciones y en proporción a las compras de energía física que cada uno realice en la semana que corresponda, para que el CENACE o los Participantes del Mercado, según corresponda, emitan su facturación respectiva con apego a los ciclos semanales de facturación y pagos mencionados en el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos, para que se considere para cobro o pago con la demás facturación proveniente de su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- (iii) Al cierre del mes que corresponda y en los tiempos que marca el Manual de Contratos de Interconexión Legados, el Generador de Intermediación hará llegar al CENACE la información real del mes correspondiente, identificada por semana (las mismas que se estimaron), para que el CENACE realice la Re-liquidación de las diferencias resultantes de la comparación del Balance Financiero Semanal Estimado con el Balance Financiero Semanal Real, de acuerdo a lo descrito en el numeral 4.7.3 del Manual de Estado de Cuenta Facturación y Pagos.
- (iv) Una vez transcurrido el plazo señalado, aplicará lo dispuesto en el Manual de Contratos de Interconexión Legados y el Manual de Liquidaciones con relación al Balance Financiero del Generador de Intermediación.
- (c) Hasta el 31 de marzo de 2018, el Generador de Intermediación deberá contar con un Monto Garantizado de Pago que cubra al menos el 20% de la Responsabilidad Estimada Agregada calculada en términos del Manual de Garantías de Cumplimiento.

DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN LEGADOS

- (a) A más tardar el 30 de noviembre de 2016, el CENACE notificará a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión y a los Suministradores de Servicios Básicos los resultados de los cálculos de los Derechos Financieros de Transmisión Legados. Los plazos para la solicitud de aclaraciones y atención a solicitudes serán los establecidos en el Manual de Derechos Financieros de Transmisión Legados.
- (b) Hasta el 30 de noviembre de 2017, el CENACE realizará liquidaciones de los Derechos Financieros Legados con respecto al Participante de Mercado que los recibió inicialmente. En caso de cambios a la titularidad de los Derechos Financieros de Transmisión Legados, dichos ajustes se reflejarán en el proceso de liquidaciones a partir de las liquidaciones emitidas con posterioridad al 30 de noviembre de 2017.
- (c) Hasta el 30 de noviembre de 2017, el CENACE realizará liquidaciones de los Derechos Financieros Legados con respecto a las cantidades y puntos de retiro asignados inicialmente. En caso de cambios a las cantidades y puntos de retiro de los DFT derivados de cambios en los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados o que utilizan el Suministro Básico, dichos ajustes se reflejarán en el proceso de liquidaciones a partir de las liquidaciones emitidas con posterioridad al 30 de noviembre de 2017.

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

- (a) El CENACE realizará una evaluación inicial de las Zonas de Potencia a que hace referencia el numeral 4.1.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia y determinará la conveniencia de proponer a la CRE la definición de nuevas Zonas de Potencia de conformidad con lo previsto en el Capítulo 4 de dicho Manual y sujetándose a lo siguiente:
 - (i) Esta evaluación deberá realizarse antes de que concluya el año 2016.
 - (ii) Si el CENACE determina que no es conveniente ni necesario proponer la definición de nuevas Zonas de Potencia en la evaluación inicial, deberá acreditar a la CRE las razones para ello tomando en cuenta que la primera evaluación ordinaria se llevará a cabo hasta el año 2021 de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.2.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
 - (iii) Si el CENACE determina que es conveniente definir nuevas Zonas de Potencia, deberá coordinarse con la CRE a fin de que este órgano regulador se pronuncie al respecto y, en su caso, autorice la definición de las nuevas Zonas de Potencia a más tardar el 15 de febrero de 2017.
 - (iv) Las nuevas Zonas de Potencia que sean publicadas como resultado de lo anterior dentro del plazo antes mencionado, serán tomadas en cuenta en el Mercado para el Balance de Potencia a partir de ese año, es decir, a partir del Año de Producción 2017; también serán tomadas en cuenta en cualquier Subasta de Mediano Plazo o Subasta de Largo Plazo que sea convocada después del 15 de febrero de 2017.
 - (v) En caso de que la información disponible no permite concluir la evaluación inicial antes de que concluya el año 2016, el CENACE deberá realizarla antes de que concluya el año 2017; en dado caso las demás fechas establecidas en este inciso se aplazarán por un año.
- (b) Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no participarán en la primera etapa del Mercado para el Balance de Potencia. A partir de la segunda etapa del Mercado para el Balance de Potencia los Recursos de Demanda Controlable Garantizada podrán participar, por lo que deberán observar lo dispuesto en el Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
- (c) El CENACE realizará los estudios técnicos a los que se refiere la sección 10.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, a partir del año 2017. En consecuencia, presentará a la Secretaría y a la CRE dichos estudios al menos un mes antes de que concluya el año 2017.
- (d) En tanto no se haya emitido el Manual de Interconexión, los cálculos para la Disponibilidad de Entrega Física se realizarán con base en lo establecido en los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga" y no se modificarán cuando se emita el Manual de Interconexión; salvo las modificaciones previstas en el numeral 5.4.2 (c) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
- (e) La primera identificación de la Tecnología de Generación de Referencia, de acuerdo con lo establecido en el numeral 11.1.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, se realizará a más tardar un mes antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al Año de Producción 2016.

- (f) Las Obligaciones Netas de Potencia del Suministrador de Servicios Básicos correspondientes al Año de Producción 2016 serán consideradas como Ofertas de Compra de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente a ese año independientemente de que el Monto Garantizado de Pago del Suministrador de Servicios Básicos sea o no sea suficiente para respaldar esas ofertas de compra de Potencia.
- (g) Durante el periodo transitorio en el cual las disposiciones aplicables permitan que las liquidaciones del Mercado de Corto Plazo se basen en el consumo neto de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas de Generadores Exentos representados por cada Entidad Responsable de Carga, los cálculos del Mercado de Balance de Potencia también se basarán en el consumo neto representado por cada Entidad Responsable de Carga.
- (h) Para el primer Mercado de Balance de Potencia, se usarán las pérdidas eficientes reconocidas por la CRE en lugar de las pérdidas observadas.
- (i) Para el 2016 el primer día de cálculo para las horas críticas es el primer día de inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.
- (j) En tanto se establezca el criterio en una guía operativa, la demanda no suministrada será la suma de cortes de carga manual, afectación de carga por operación de protección 81, DAC, afectación de carga por operación de protección 27, y toda aquella afectación de carga ocasionada por un esquema de acción remedial integrada en una hora (medida en MWh/h).
- (k) La Disponibilidad de Producción Física Horaria (DPFH), durante el tiempo que no exista el MTR, se obtendrá de las ofertas de límite de Despacho Económico Máximo de las bases de datos del AUGC, y en los casos donde no existe información de ofertas en las bases de datos del AUGC se tomarán los datos de las bases de datos del MDA.
- (l) Para el primer Mercado de Balance de Potencia, no existirá reducción en la DPF incumplimiento del despacho normal en el MTR; en todo caso aplicarán reducciones en la DPF por indisponibilidad en términos de las Reglas del Mercado.
- (m) En tanto se emita otro criterio en las Reglas del Mercado, el mercado de Balance de Potencia se realizará con la última reliquidación disponible al momento de la publicación del RAP y PAA en el mes de enero del mismo año en que se realizará el Mercado de Balance de Potencia. No se realizarán correcciones al Mercado de Balance de Potencia por cambios en reliquidaciones subsecuentes.
- (n) Para el primer Mercado de Balance de Potencia, para los CIL que no cuenten con mediciones separadas de generación y retiros reportadas al CENACE, este último estimará los valores de los mismos para la ejecución del Mercado de Balance de Potencia.
- (o) Para el primer Mercado de Balance de Potencia, para los generadores en los que no se cuente con mediciones de consumo de los servicios propios, el CENACE estimará los valores de los mismos para la ejecución del Mercado de Balance de Potencia.

INCUMPLIMIENTOS Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

- (a) Mientras no se publique el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente a la base 19.1 de las Bases del Mercado Eléctrico "Restricción o suspensión de la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista", el CENACE aplicará el procedimiento mencionado en dicha base con los criterios que determine más adecuados, los cuales deberán ser publicados en el Sistema de Información del Mercado al menos 15 días hábiles antes de su aplicación.
- (b) Mientras no se publique el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente a la base 19.2 de las Bases del Mercado Eléctrico "Terminación del contrato de Participante del Mercado", el CENACE aplicará el procedimiento mencionado en dicha base con los criterios que determine más adecuados, los cuales deberán ser publicados en el Sistema de Información del Mercado al menos 15 días hábiles antes de su aplicación.
- (c) Hasta en tanto no se hagan las modificaciones pertinentes a las Bases del Mercado Eléctrico, las controversias que en su caso deriven de las Subastas se resolverán en los términos de las Bases de Licitación de la Subasta en cuestión.

DISPOSICIONES para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados.

PEDRO FRANCISCO GUERRA MORALES, Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, con fundamento en los artículos 33, fracciones XXVI y XXVIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 6, fracción I, 11, fracciones XXXVIII y XLIII, Transitorio Tercero, párrafo cuarto de la Ley de la Industria Eléctrica y artículos 8, fracción XII y 10 fracciones XVII y XXXVIII; Bases 18.1.1, 18.1.2, 18.2.1 (a) (ii) y (V) de las Bases del Mercado Eléctrico, y

Considerando

PRIMERO. Que el primer párrafo del artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que los representantes de las Centrales Eléctricas ofrecerán al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos en dichas Centrales Eléctricas, sujetándose a los parámetros operativos y obligaciones normativas de las mismas.

SEGUNDO. Que el párrafo quinto del artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que los representantes de Centrales Eléctricas registrarán sus parámetros de costos y capacidades ante el CENACE, y que la CRE requerirá a dichos representantes la información relativa a los costos y capacidades físicas de cada Central Eléctrica y la relativa a las capacidades físicas de la Demanda Controlable Garantizada, con la finalidad de verificar los parámetros registrados.

TERCERO. Que en el párrafo sexto del artículo 104 de la Ley se establece que, en el caso de confirmar inconsistencias materiales en los costos y capacidades, la CRE instruirá las correcciones que deban realizarse a los parámetros registrados y a las ofertas basadas en ellos, e instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, emitiendo el estado de cuenta respectivo.

CUARTO. Que el artículo 108 fracción XII de la Ley establece que el CENACE está facultado para llevar el registro de costos y capacidades de las Centrales Eléctricas y de las capacidades de la Demanda Controlable Garantizada e informar a la CRE respecto a la consistencia entre las ofertas al Mercado Eléctrico Mayorista y los datos registrados.

QUINTO. Que de acuerdo con lo previsto en el Transitorio Tercero, párrafo cuarto, del decreto por el que se expide la Ley corresponde a la Secretaría de Energía ejercer la vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista en los términos del artículo 104 de la Ley, con el apoyo técnico de la CRE, hasta que concluya el primer año de operaciones de dicho mercado.

SEXTO. Que según lo previsto en el Transitorio Tercero de la Ley, párrafo quinto, corresponde además a la Secretaría de Energía interpretar la Ley para efectos administrativos durante el periodo de reestructura de la industria eléctrica para asegurar su implementación eficiente y racional;

SÉPTIMO. Que el artículo 10, fracciones III, IV, XVII y XXXVII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía determina que corresponde a la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear el ejercicio de las facultades siguientes:

- I. Llevar a cabo los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;
- II. Realizar los actos necesarios para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;
- III. Dirigir la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica en el ámbito de competencia de la Secretaría de Energía, y
- IV. Vigilar el cumplimiento de la Ley, su Reglamento y demás disposiciones jurídicas aplicables a la Subsecretaría de Electricidad;

OCTAVO. Que la Base 9.5.1, inciso (a) establece que para todas las Unidades de Central Eléctrica, el CENACE mantendrá un registro de parámetros de referencia y que cada Generador podrá registrar los parámetros para cada unidad que representa. Asimismo, 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.

NOVENO. Que de conformidad con la Base 10.7.4, inciso (f), como resultado del proceso de restauración de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo, 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 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.

DÉCIMO. Que la Base 18.2.1, inciso (a), subinciso (i) determina que corresponde a la Autoridad de Vigilancia del Mercado emitir las disposiciones para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados para que ésta desempeñe las funciones a que se refiere esta Base;

DÉCIMO PRIMERO. Que la Base 18.5.1 estipula que los representantes de Unidades de Central Eléctrica registrarán sus parámetros de costos y capacidad ante el CENACE, sujetos a las disposiciones de la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

DÉCIMO SEGUNDO. Que de conformidad con la Base 18.5.2 los parámetros registrados para las Unidades de Central Eléctrica estarán basados en costos reales de operación, sin considerar los Contratos de Cobertura Eléctrica que se hayan suscrito con base en dichas centrales. Sin embargo, como única excepción a lo anterior, la Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá establecer parámetros de referencia para las Centrales Externas Legadas basados en sus costos contractuales, siempre y cuando dichos costos hayan sido establecidos en Contratos de Cobertura que hayan sido celebrados o cuyos procesos de adjudicación hayan sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de estas Bases de Mercado.

DÉCIMO TERCERO. Que de acuerdo con la Base 18.5.3, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar al propietario de la Unidad de Central Eléctrica directamente confirmación de la información reportada por el representante de la Unidad de Central Eléctrica con el fin de verificar que las ofertas sean presentadas con base en costos.

DÉCIMO CUARTO. Que de acuerdo con lo previsto en la Base 18.5.4 para la verificación de los parámetros de costos y de capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá recurrir a terceros y el pago por esta verificación correrá a cargo del Participante del Mercado que corresponda. La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá emitir criterios de carácter general para exentar de esta verificación a plantas que no tengan un impacto significativo en el mercado.

DÉCIMO QUINTO. Que según lo previsto en la Base 18.5.5, la Unidad de Vigilancia del Mercado verificará que los parámetros registrados reflejen las capacidades, restricciones y costos reales de las Unidades de Central Eléctrica y las capacidades y restricciones reales de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada. Si la Unidad de Vigilancia del Mercado identifica inconsistencias en estos parámetros instruirá al CENACE las correcciones que deban realizarse a los parámetros registrados y a las ofertas basadas en ellos, y propondrá a la Autoridad de Vigilancia del Mercado la rectificación de la liquidación correspondiente, en su caso.

DÉCIMO SEXTO. Que de acuerdo con el numeral 2.1.4 del Manual de Energía de Corto Plazo, los Participantes del Mercado podrán registrar en el Sistema de Información del Mercado los Parámetros de Referencia de cada Unidad de Central Eléctrica o Centro de Carga de acuerdo a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado y conforme a las disposiciones emitidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

DÉCIMO SÉPTIMO. Que el numeral 2.1.15 del Manual de Energía de Corto Plazo establece que cada Participante del Mercado será responsable de revisar y verificar que la información o documentación enviada al CENACE, incluyendo el registro de Parámetros de Referencia y el envío de Ofertas, sea verídica y cumpla con las especificaciones descritas en dicho Manual y en las Bases del Mercado Eléctrico.

DÉCIMO OCTAVO. Que el numeral 6.3.1 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado establece que el Participante del Mercado deberá mantener actualizados todos los parámetros de los Activos Físicos que tenga registrados ante el CENACE.

En razón de lo anterior, he tenido a bien emitir las siguientes:

**DISPOSICIONES PARA EL REGISTRO DE PARÁMETROS DE COSTOS Y CAPACIDAD
DE LAS UNIDADES DE CENTRAL ELÉCTRICA Y DE LOS RECURSOS DE
DEMANDA CONTROLABLE GARANTIZADOS**

PRIMERO. El propósito de las presentes Disposiciones para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados (en adelante, Disposiciones) es establecer las disposiciones a que hace referencia la Base 18.2.1, inciso (a), subinciso (i) de las Bases del Mercado Eléctrico, las Reglas del Mercado y demás ordenamientos aplicables respecto del registro de parámetros de costos y capacidad, incluyendo los procedimientos que deberán observarse para llevar a cabo la actualización de dicho registro, así como clarificar los conceptos que los

Participantes del Mercado deberán tomar en cuenta para llevar a cabo el registro de parámetros de capacidades y costos a que hace referencia la Ley y las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas el 8 de septiembre de 2015 en el DOF.

1. DISPOSICIONES GENERALES

- 1.1 Para efectos de los presentes Términos se utilizarán las definiciones del artículo 3 de la Ley, del artículo 2 de su Reglamento y de las Reglas del Mercado.
- 1.2 Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a una sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada a la sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente de estos Términos.
- 1.3 Los Generadores podrán registrar los parámetros de referencia para cada una de las Unidades de Central Eléctrica que representan, sujeto a las presentes Disposiciones. En caso de que el Generador no registre estos parámetros o no cumpla con las presentes Disposiciones, el CENACE estimará los parámetros con base en la tecnología de cada unidad.
- 1.4 El registro de parámetros contendrá los Parámetros de Referencia para costos de arranque, Costo de Operación en Vacío y costos de energía incremental.
- 1.5 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). Estos precios se diferenciarán entre Centrales Eléctricas a fin de reflejar los costos de transporte aplicables a cada una.
- 1.6 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.
- 1.7 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.
- 1.8 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.
- 1.9 Las Ofertas presentadas por las Unidades de Central Eléctrica o por los Recursos de Demanda Controlable deberán ser consistentes con sus parámetros de costos y capacidades.
- 1.10 Para respaldar el registro o actualización de parámetros de costos y capacidades, los Generadores deberán contar con la documentación correspondiente avalada por un tercero, de conformidad con lo establecido en el Manual de Vigilancia. Dicha documentación podrá ser solicitada por las Entidades de Vigilancia para ejercer sus facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista.

2. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS POR PARTE DEL CENACE

El CENACE estimará los parámetros de referencia iniciales con base en la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica, utilizando referencias internacionales o lo establecido en los siguientes incisos conforme a lo siguiente:

- a. Capacidades de referencia: El CENACE registrará las capacidades máxima y mínima de referencia, expresadas en MW, de acuerdo con lo establecido por el fabricante.
- b. Índice del precio del combustible: deberá considerar únicamente el costo del combustible y el costo variable de transporte del mismo, conforme a lo establecido en los índices de precios de combustibles publicados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
- c. Costos de arranque para cada tipo (caliente, tibio y frío)
 - i. Los costos de operación y mantenimiento en arranque (Pesos M.N.). Serán establecidos con base en la información de la siguiente tabla, de acuerdo a su capacidad máxima de referencia:

Costos de operación y mantenimiento en arranque (MXN\$/MW)							
	Carbón Subcrítica (35-299 MW)	Carbón Subcrítica (300-900 MW)	Carbón Supercrítico (500-1300 MW)	Ciclo Combinado	Turbogás (> 100 MW)	Turbogás (<100 MW)	Vapor (50-700 MW)
Arranque caliente	87.02	106.59	110.39	0	18.05	36.10	75.81
Arranque tibio	116.66	151.62	163.78	0	18.05	36.10	130.34
Arranque frío	151.05	192.85	220.02	0	18.05	36.10	217.36

- ii. El CENACE registrará el combustible más caro que pueda utilizar la Unidad de Central Eléctrica para el arranque.
- iii. El CENACE calculará el consumo de combustible en arranque (MMBtu) con base en los valores establecidos en la siguiente tabla multiplicados por la capacidad máxima de referencia.

Consumo de combustible en arranque por tecnología (MMBtu/MW de capacidad)							
	Carbón Subcrítica (35-299 MW)	Carbón Subcrítica (300-900 MW)	Carbón Supercrítico (500-1300 MW)	Ciclo Combinado	Turbogás (> 100 MW)	Turbogás (<100 MW)	Vapor (50-700 MW)
Arranque caliente	95	142.5	191.9	3.61	3.42	29.07	69.73
Arranque tibio	126.73	190	324.9	3.8	3.61	29.07	132.81
Arranque frío	177.27	266	381.9	4.56	4.18	29.07	169.48

- iv. La rampa de arranque (MW/min) será estimada de acuerdo con lo establecido por el fabricante.
- v. La potencia de sincronización (MW) será estimada de acuerdo con lo establecido por el fabricante.
- d. Las rampas serán calculadas multiplicando el porcentaje respectivo, mostrado en las siguientes tablas, por la capacidad máxima de referencia:
 - i. Rampa de incremento/decremento en operación normal (MW/min).

Rampa en operación normal (%/min)	
Turbogás	8.33
Ciclo Combinado	5
Carbón	1
Vapor	2.5

- ii. Rampa de incremento/decremento en operación en emergencia (MW/min).

Rampa en operación en emergencia (%/min)	
Turbogás	9.08
Ciclo Combinado	5.45
Carbón	1.09
Vapor	2.73

- iii. Rampa de incremento/decremento en regulación secundaria (MW/min).

Rampa en regulación secundaria (%/min)	
Turbogás	7.58
Ciclo Combinado	4.55
Carbón	0.91
Vapor	2.28

- e. Límites de Despacho de Emergencia: los Límites de Despacho de Emergencia Máximo y Mínimo (MW), serán iguales a la capacidad máxima y mínima de referencia, respectivamente.
- f. Parámetros de paro y arranque de la Unidad de Central Eléctrica:

- i. El tiempo mínimo de operación (horas) será establecido con base en la información presentada en la siguiente tabla:

Tiempo mínimo de operación (hr)	
Turbogás	2
Ciclo Combinado	12
Carbón	18
Vapor	12

- ii. El tiempo mínimo en paro (horas) será establecido con base en la información presentada en la siguiente tabla:

Tiempo mínimo en paro (hr)	
Turbogás	2
Ciclo Combinado	6
Carbón	6
Vapor	6

- iii. El tiempo para cada tipo de arranque (horas) será establecido con base en la información presentada en la siguiente tabla:

	Tiempo de arranque por tecnología						
	Carbón Subcrítica (35-299 MW)	Carbón Subcrítica (300-900 MW)	Carbón Supercrítico (500-1300 MW)	Ciclo Combinado	Turbogás (> 100 MW)	Turbogás (<100 MW)	Vapor (50-700 MW)
Arranque caliente	3	9	9	4	1	0	3
Arranque tibio	4	12	12	5	2	1	4
Arranque frío	28	48	85	48	3	1	57

- iv. El tiempo de notificación (horas) será establecido con base en la información presentada en la siguiente tabla:

	Tiempo de notificación			
	Carbón	Ciclo Combinado	Turbogás	Vapor
Arranque caliente	1.5	0.25	0.083	0.2
Arranque tibio	5	0.25	0.083	0.2
Arranque frío	6	0.25	0.083	0.2

- v. El número máximo de arranques al día será establecido en 2 para las Unidades de Central Eléctrica que operen bajo la tecnología turbogás y en 1 día para las demás tecnologías.
- vi. El número máximo de horas en paro para considerar el siguiente arranque en tibio será de 8 horas.
- vii. El número máximo de horas en paro para considerar el siguiente arranque en frío será de 48 horas.
- g. La curva de oferta incremental de referencia será calculada con base en lo dispuesto a continuación:

Costos variables de operación y mantenimiento (MXN\$/MWh)							
Carbón Subcrítica (35-299 MW)	Carbón Subcrítica (300-900 MW)	Carbón Supercrítico (500-1300 MW)	Ciclo Combinado	Turbogás (> 100 MW)	Turbogás (<100 MW)	Vapor (50-700 MW)	Intermitente
63.46	46.55	37.24	12.16	30.21	11.97	36.48	190.00

- i. El costo variable de operación y mantenimiento por generación será establecido con base en la información presentada en la siguiente tabla:
- ii. El CENACE registrará la función de producción-cantidad de combustible establecida por el fabricante, indicando los coeficientes conforme a lo siguiente:

$$Ax^2 + Bx + C$$

Donde:

A es el coeficiente cuadrático (MMBtu/MW²h)

B es el coeficiente lineal (MMBtu/MWh)

C es el término independiente (MMBtu/hr)

- iii. Tarifa del CENACE.
- iv. Tarifa de transmisión establecida por la CRE.
- h. En términos de la oferta de disponibilidad de reservas de referencia, el CENACE registrará que la Unidad de Central Eléctrica no puede entregar Servicios Conexos incluidos en el mercado.
- i. El número de zonas prohibidas de operación de la Unidad de Central Eléctrica se establecerá en 0.
- j. Parámetros de flexibilidad.
- i. El estatismo será establecido en 4%.
- k. Para efectos de los Servicios Conexos no incluidos en el mercado, el CENACE registrará que la Unidad de Central Eléctrica no puede entregar Servicios Conexos no incluidos en el mercado.

3. ACTUALIZACIÓN DE PARÁMETROS DE ACTIVOS FÍSICOS

De conformidad con lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, el Participante del Mercado deberá mantener actualizados todos los parámetros de los Activos Físicos que tenga registrados ante el CENACE.

- a. Toda vez que se realice un mantenimiento mayor de las Unidades de Central Eléctrica, el Participante del Mercado deberá realizar las pruebas correspondientes y actualizar los parámetros físicos de sus Activos mediante los procedimientos establecidos en el Manual de Vigilancia del Mercado. El CENACE deberá mantener un registro de todas las modificaciones y los Participantes del Mercado deberán conservar la documentación comprobatoria correspondiente.

- b. Sin perjuicio de lo establecido en el siguiente inciso, los representantes de las Unidades de Central Eléctrica podrán realizar modificaciones por degradación a los parámetros registrados, siempre que éstas concuerden con las curvas de degradación establecidas por el fabricante.
- c. Cuando el Participante del Mercado realice una actualización de un parámetro mayor al 10% y por el que, como resultado del mismo, se reduzca la eficiencia de la Unidad de Central Eléctrica, o cuando modificaciones sucesivas reduzcan la eficiencia de la Unidad de Central Eléctrica en más de 10% en menos de un año, deberá presentar documentación comprobatoria a la Unidad de Vigilancia del Mercado, conforme a lo establecido en el Manual de Vigilancia del Mercado, para que ésta instruya su modificación ante el CENACE. Una diferencia en eficiencia de las Unidades de Central Eléctrica menor o igual al 10% se entenderá por cualquiera de los siguientes casos, ya sea de forma individual o como una combinación de más de un caso que no implique una diferencia mayor al 10%:
 - i. Disminución menor o igual al 10% de la flexibilidad de la UCE, en cualquiera de los siguientes casos:
 - a) Aumento de la capacidad mínima de la UCE; y/o
 - b) Disminución de la capacidad máxima de la UCE.
 - ii. Aumento menor o igual al 10% en los costos variables de operación y mantenimiento por tipo de arranque.
 - iii. Aumento menor o igual al 10% de la cantidad de combustible consumido por tipo de arranque.
 - iv. Aumento menor o igual al 10% en los costos variables de operación y mantenimiento por generación.
 - v. Aumento menor o igual al 10% en la función consumo-producción evaluada en el punto de capacidad máxima de la Unidad de Central Eléctrica.
 - vi. Aumento menor o igual al 10% en el costo de la mezcla de combustible utilizada por la Unidad de Central Eléctrica, conforme a lo establecido en el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- d. Cuando las modificaciones a los parámetros sean menores o iguales al 10%, a pesar de que éstas representen una disminución en la eficiencia de la central, éstas podrán ser registradas directamente ante el CENACE.
- e. En cualquier caso, el Participante del Mercado es el responsable de que la información que sustente la modificación de parámetros, ya sea ante el CENACE o ante la Unidad de Vigilancia, sea fidedigna y concuerde con la documentación comprobatoria correspondiente. En caso de que se detecte alguna anomalía, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá requerir al Participante que provea la información necesaria y si se llegase a detectar alguna inconsistencia u omisión en la información reportada, el Participante podrá ser sujeto de las penalizaciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica.

4. CERTIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DE PARÁMETROS FÍSICOS

De conformidad con lo establecido en el Manual de Vigilancia del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado considerarán como documentación comprobatoria las pruebas realizadas por un tercero que soporten la actualización de los Parámetros de Referencia. Asimismo, la Unidad de Vigilancia del Mercado podrá solicitar que un tercero realice la verificación presencial de los Parámetros de Referencia en el registro del CENACE.

TRANSITORIOS

Único.- Las presentes Disposiciones se emiten el 23 de diciembre de 2016 y surtirán efectos a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Las presentes Disposiciones las emite **Pedro Francisco Guerra Morales**, Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, con fundamento en las facultades conferidas por el artículo 10 fracciones XVII y XXXVIII, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, en la Ciudad de México, a los veintitrés días del mes de diciembre de dos mil dieciséis.- Rúbrica.

(R.- 443417)

TÉRMINOS para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos.

PEDRO FRANCISCO GUERRA MORALES, Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, con fundamento en los artículos 33, fracciones XXVI y XXVIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 6, fracción I, 11, fracciones XXXVIII y XLIII, Transitorio Tercero, párrafo cuarto de la Ley de la Industria Eléctrica y artículos 8, fracción XII y 10 fracciones XVII y XXXVIII; Bases 18.1.1, 18.1.2, 18.2.1 (a) (iii) y (V) de las Bases del Mercado Eléctrico, y

Considerando

PRIMERO. Que el artículo 95, primer párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante, Ley), publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF), establece que el Mercado Eléctrico Mayorista promoverá el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad en los términos definidos en la propia Ley;

SEGUNDO. Que el artículo 94 de la Ley dispone que el Centro Nacional de Control de Energía (en adelante, CENACE) operará el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a dicha Ley y de conformidad con las Reglas del Mercado;

TERCERO. Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley establece que las Reglas del Mercado se conforman, conjuntamente, por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista;

CUARTO. Que el artículo 108, fracción XII, de la Ley, determina que el CENACE está facultado para llevar el registro de costos y capacidades de las Centrales Eléctricas y de las capacidades de la Demanda Controlable Garantizada e informar a la CRE respecto de consistencias entre las ofertas al Mercado Eléctrico Mayorista y los datos registrados;

QUINTO. Que el artículo 4, fracción VI, de la Ley dispone que es una de las obligaciones de servicio público y universal a las que deben sujetarse las actividades de utilidad pública de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional el ofrecer energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos al Mercado Eléctrico Mayorista basados en los costos de producción conforme a las Reglas del Mercado, así como el entregar dichos productos al Sistema Eléctrico Nacional cuando sea técnicamente factible, sujeto a las instrucciones del CENACE;

SEXTO. Que el artículo 104, párrafo primero, de la Ley, establece que tanto los representantes de las Centrales Eléctricas como de la Demanda Controlable Garantizada ofrecerán al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos en dichas Centrales Eléctricas, así como la totalidad de las capacidades disponibles para reducir su consumo de energía eléctrica y producir Servicios Conexos en dicha Demanda Controlable, respectivamente;

SÉPTIMO. Que el artículo 104, párrafo segundo, de la Ley establece que las ofertas que los representantes de Centrales Eléctricas realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista se basarán en los costos de dichas Centrales Eléctricas y Demanda Controlable, pudiendo ser menores a dichos costos, en los términos que definan las Reglas del Mercado, además, que las ofertas de la Demanda Controlable Garantizada se sujetarán a las ofertas tope que establezcan las Reglas del Mercado;

OCTAVO. Que el artículo 104, párrafo tercero, de la Ley determina que cuando se incluyan en el programa referido en el párrafo anterior, los representantes deberán basar sus ofertas en los costos de oportunidad que resulten de dicho programa, con sujeción a las Reglas del Mercado;

NOVENO. Que el artículo 104, párrafo quinto, de la Ley, establece que la CRE vigilará que las ofertas de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable Garantizada al Mercado Eléctrico Mayorista sean consistentes con sus costos y capacidades registrados por sus representantes ante el CENACE, para lo cual éste proporcionará a la CRE la información y análisis que éste requiera;

DÉCIMO. Que el artículo 104, párrafo noveno, de la Ley dispone que es facultad indelegable de la CRE definir los términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos y ordenar las correcciones, rectificaciones y aplicación de sanciones relacionadas con dicho artículo, sin perjuicio de que la CRE contrate a expertos independientes o constituya un comité colegiado u otro ente para realizar las demás funciones de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista;

DÉCIMO PRIMERO. Que el artículo 12, fracción X, de la Ley establece que es facultad de la CRE definir los términos para las ofertas basadas en costos y vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 104 de la Ley y en las Reglas del Mercado;

DÉCIMO SEGUNDO. Que de acuerdo a lo previsto en el Transitorio Tercero, párrafo cuarto, del decreto por el que se expide la Ley corresponde a la Secretaría de Energía ejercer la vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista en los términos del artículo 104 de la Ley, con el apoyo técnico de la CRE, hasta que concluya el primer año de operaciones de dicho mercado.

DÉCIMO TERCERO. Que según lo previsto en el Transitorio Tercero de la Ley, párrafo quinto, corresponde además a la Secretaría de Energía interpretar la Ley para efectos administrativos durante el periodo de reestructura de la industria eléctrica para asegurar su implementación eficiente y racional;

DÉCIMO CUARTO. Que el artículo 10, fracciones III, IV, XVII y XXXVII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía determina que corresponde a la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear el ejercicio de las facultades siguientes:

- I. Llevar a cabo los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;
- II. Realizar los actos necesarios para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;
- III. Dirigir la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica en el ámbito de competencia de la Secretaría de Energía, y
- IV. Vigilar el cumplimiento de la Ley, su Reglamento y demás disposiciones jurídicas aplicables a la Subsecretaría de Electricidad;

DÉCIMO QUINTO. Que la Base 9.5.1 de las Bases del Mercado Eléctrico establece que 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 costos de arranque, costo de operación en vacío y costo de energía incremental para el Mercado de Energía de Corto Plazo;

DÉCIMO SEXTO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (d) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que las ofertas de las Unidades de Central Eléctrica deben respetar la oferta piso y oferta tope que, en su caso, establezca la Unidad de Vigilancia del Mercado para su aplicación general;

DÉCIMO SÉPTIMO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (e) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que seguirán aplicándose la oferta tope y la oferta piso, aun cuando la Unidad de Vigilancia del Mercado determine que ciertas Unidades de Central Eléctrica están exentas del requisito de ofertas consistentes con los precios de referencia;

DÉCIMO OCTAVO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (f) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que las ofertas por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la oferta piso;

DÉCIMO NOVENO. Que la misma Base 9.5.1, inciso (k) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que 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;

VIGÉSIMO. Que la Base 18.5.6 de las Bases del Mercado Eléctrico dispone que los representantes de Unidades de Central Eléctrica ofrecerán la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, Potencia y Servicios Conexos en dichas unidades, a menos que no se encuentren disponibles total o parcialmente debido a una salida programada por mantenimiento, salida forzosa, reducción de potencia y otro motivo aprobado por el CENACE;

VIGÉSIMO PRIMERO. Que la Base 18.5.7, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que los representantes de Unidades de Central Eléctrica deberán presentar ofertas basadas en costos en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real, las cuales deben ser consistentes con los parámetros registrados en el CENACE y con los índices de precios de combustibles determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, que deberán reflejar los costos de transporte y las condiciones de disponibilidad de combustible donde se ubiquen las centrales;

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que la Base 18.2.1, inciso (a), subinciso (iii) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que corresponde a la Autoridad de Vigilancia del Mercado desempeñar la función de vigilancia correspondiente a definir los términos para las ofertas basadas en costos, así como de las capacidades disponibles, y ordenar las correcciones, rectificaciones y aplicación de sanciones relacionadas con el artículo 104 de la Ley, para lo cual podrá establecer los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real;

VIGÉSIMO TERCERO. Que la Base 18.5.10, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico determina que la Autoridad de Vigilancia del Mercado establecerá los pisos y topes generales de las ofertas de compra y venta para el Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales serán públicos;

VIGÉSIMO CUARTO. Que la misma Base 18.5.10, inciso (b) de las Bases del Mercado Eléctrico establece que la Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá establecer una fórmula para el cálculo de pisos y topes de las ofertas de compra y venta específicos para cada unidad, la cual, en caso de utilizarse, será pública;

VIGÉSIMO QUINTO. Que la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado se encuentra facultada para ejercer las atribuciones que se le otorgan a la Secretaría de Energía relacionadas con la vigilancia del mercado eléctrico, así como emitir, en su caso, los correspondientes criterios de aplicación, en atención a lo dispuesto por la fracción I del artículo 15 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía;

VIGÉSIMO SEXTO. Que, asimismo, corresponde a la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista a fin de asegurar su funcionamiento eficiente y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, en términos del artículo 104 de la Ley, de conformidad con lo dispuesto por la fracción XIV del artículo 15 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, así como por la base 18.3.1, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico, y

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que la base 18.3.1, inciso (c), determina que corresponde a la Unidad de Vigilancia del Mercado generar propuestas y brindar apoyo a la Autoridad de Vigilancia del Mercado para que ésta desempeñe las funciones a que se refiere el inciso (a) de la Base 18.2.1;

En razón de lo anterior, he tenido a bien emitir los siguientes:

TÉRMINOS PARA LAS OFERTAS DE CAPACIDADES DISPONIBLES BASADAS EN COSTOS

PRIMERO. El propósito de los presentes Términos para las Ofertas Basadas en Costos (en adelante, Términos) es establecer los términos a que hace referencia el artículo 12, fracción X, de la Ley, en las Reglas del Mercado y demás ordenamientos aplicables respecto de la presentación de las ofertas basadas en costos, incluyendo costos de oportunidad, así como clarificar los elementos que los Participantes del Mercado deberán tomar en cuenta para la formación de las ofertas basadas en costos a las que hacen referencia la Ley y las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas el 8 de septiembre de 2015 en el DOF. Asimismo, se incluyen la oferta piso y tope que deberán ser consideradas por los Participantes del Mercado al presentar sus ofertas de venta.

1. DISPOSICIONES GENERALES

- 1.1** Para efectos de los presentes Términos se utilizarán las definiciones del artículo 3 de la Ley, del artículo 2 de su Reglamento y de las Reglas del Mercado.
- 1.2** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a una sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada a la sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente de estos Términos.
- 1.3** Las Ofertas que los representantes de Unidades de Central Eléctrica y de Recursos de Demanda Controlable realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista se basarán en los costos de producción de dichas centrales y recursos.
- 1.4** Las Ofertas correspondientes a Unidades de Central Eléctrica que presenten limitaciones sobre la energía total que pueden generar en un periodo o a Recursos de Demanda Controlable que presenten limitaciones en su uso se basarán en los costos de oportunidad de dichas centrales y recursos, sujetos a las Reglas del Mercado.
- 1.5** Los costos de producción establecidos en el artículo 4, fracción VI, de la Ley se refieren a los costos variables siguientes:
 - a.** Costos variables que dependen directamente de la generación de energía eléctrica de las Unidades de Central Eléctrica, es decir, al aumentar en una unidad el nivel de generación de energía eléctrica, se aumenta el costo de producción.
 - b.** Costos variables correspondientes a los arranques o a la operación en vacío de las Unidades de Central Eléctrica. Éstos se originan como resultado de una instrucción de despacho del CENACE.
- 1.6** Los costos de los insumos utilizados en la generación de energía eléctrica, arranques, operación en vacío y Servicios Conexos deberán reflejar precios de referencia en Mercados Competitivos o, cuando no existan Mercados Competitivos, dichos costos deberán ser producto de Procesos Competitivos de Adquisición.
- 1.7** El costo del combustible podrá incluir el costo variable de transporte del mismo y deberá ser consistente con los índices de precios de combustibles determinados por las Autoridades de Vigilancia.
- 1.8** Los costos utilizados para la presentación de Ofertas deberán estar debidamente justificados y documentados, de conformidad con las Reglas del Mercado, ya que dicha documentación podrá ser solicitada por las Entidades de Vigilancia para ejercer sus facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista. El Anexo A de los presentes Términos presenta una lista de ejemplos de costos variables correspondientes a los combustibles, a los arranques, a la operación en vacío o a la generación de energía eléctrica que podrán ser utilizados para la presentación de Ofertas.
- 1.9** Los costos fijos y todos aquellos costos que no dependan directamente de la generación de energía eléctrica o de instrucciones de despacho del CENACE deberán ser excluidos del cálculo de los costos de producción. El Anexo B de los presentes Términos presenta una lista no exhaustiva de ejemplos de costos fijos o de costos que no dependen directamente de la generación de energía eléctrica o de instrucciones de despacho del CENACE.

2. OFERTAS EN EL MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

- 2.1 De conformidad con el artículo 104, párrafo segundo, de la Ley, los Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica o de Recursos de Demanda Controlable realizarán las ofertas correspondientes basadas en los costos de dichas unidades o recursos.
- 2.2 Las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica o de Recursos de Demanda Controlable deberán ser consistentes con los Precios de Referencia de dichas unidades o recursos, salvo las Unidades de Central Eléctrica que se encuentren exentas de este requisito por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- 2.3 El Anexo A de los presentes Términos presenta una lista no exhaustiva de ejemplos de costos que podrán ser utilizados en la presentación de Ofertas.
- 2.4 Los parámetros de la Oferta de Venta de las Unidades de Central Eléctrica referentes a la oferta económica descrita en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo se considerarán basados en costos conforme a lo siguiente:

a. Oferta de arranque

- i. Los costos asociados a la oferta de arranque deberán reflejar los costos incurridos en el periodo comprendido entre la recepción de la instrucción de arranque del CENACE y el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se sincroniza al Sistema Eléctrico Nacional.
- ii. En caso de que las Unidades de Central Eléctrica tengan diferentes tipos de arranque de acuerdo al tiempo umbral de paro, es decir, el número de horas que la Unidad de Central Eléctrica debe estar fuera de línea para que el siguiente arranque se considere arranque frío, tibio o caliente, los costos asociados a la oferta de cada tipo de arranque deberán reflejar los tiempos umbrales de paro.
- iii. Los costos asociados a la oferta de arranque deberán calcularse conforme a la siguiente ecuación:

$$Carr_{tipo} = (Qcomb_{tipo} \cdot CVcomb_{arr}) + CVom_{tipo} \quad (1)$$

Donde:

Carr_{tipo}: costo variable de arranque expresado en \$

Qcomb_{tipo}: consumo de combustible por tipo de arranque expresado en MMBtu

CVcomb_{arr}: costo variable del combustible utilizado en el arranque, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{tipo}: costos variables de operación y mantenimiento por tipo de arranque, expresados en \$

b. Oferta de operación en vacío

- i. Los costos asociados a la oferta de operación en vacío deberán reflejar los costos requeridos por mantener la Unidad de Central Eléctrica en un nivel de producción cero, es decir, el punto de partida de la función de producción - cantidad de combustible.
- ii. Matemáticamente, el costo de operación en vacío se determina evaluando en 0 MW la función de producción - cantidad de combustible de la Unidad de Central Eléctrica y multiplicando el resultado por el costo variable del combustible. Lo anterior se calcula conforme a las siguientes ecuaciones:

1. Función de producción - cantidad de combustible:

$$f(x) = Ax^2 + Bx + C \quad (2)$$

Donde:

f(x): función de producción - cantidad de combustible expresada en $\frac{MMBtu}{h}$

x: nivel de producción expresado en MW

A: coeficiente cuadrático expresado en $\frac{MMBtu}{MW^2h}$

B: coeficiente lineal expresado en $\frac{MMBtu}{MWh}$

C: coeficiente independiente expresado en $\frac{MMBtu}{h}$

2. Costo de operación en vacío:

$$COP_{vacío} = f(x=0) \cdot CVcomb_{gen} \quad (3)$$

Donde:

COP_{vacío}: costo variable de operación en vacío expresado en \$/h

f(x=0): función de producción – cantidad de combustible, evaluada en 0 MW, expresada en $\frac{MMBtu}{h}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

c. Oferta incremental

- i. Los costos asociados a la oferta incremental deberán reflejar el costo marginal de un MW adicional de producción de energía neta sostenido durante una hora, es decir, el aumento en el costo de producción cuando se aumenta en una unidad el nivel de generación neta de energía eléctrica. Lo anterior se calcula para cada uno de los segmentos de la oferta incremental conforme a la siguiente ecuación:

$$COf_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CVcomb_{gen} \right] + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (4)$$

Donde:

COf_i: costo marginal para el segmento *i* de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción *x* del segmento *i*, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE}: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

- ii. En caso de que una Unidad de Central Eléctrica pueda generar con distintos combustibles o mezclas de combustibles, la oferta incremental deberá estar calculada con el combustible o la mezcla de combustible más barato(a).
- iii. Cuando una Unidad de Central Eléctrica sea considerada recurso de energía limitada de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico, la oferta incremental de costo de oportunidad deberá incluir el precio sombra asociado a la limitación calculado por el CENACE conforme a las siguientes ecuaciones:

1. Limitaciones en la producción de energía eléctrica:

$$COf_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CVcomb_{gen} \right] + \lambda_e + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (5)$$

Donde:

COf_i: costo de oportunidad del segmento *i* de la oferta incremental expresado en \$/MWh

λ_e: precio sombra asociado a la limitación energética calculado por el CENACE expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción *x* del segmento *i*, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE}: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

2. Limitaciones en el consumo de combustible:

$$COf_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot (CVcomb_{gen} + \lambda_c) \right] + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (6)$$

Donde:

COf_i: costo marginal del segmento *i* de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción *x* del segmento *i*, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

λ_c: precio sombra asociado a la limitación en la disponibilidad del combustible calculado por el CENACE expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE}: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE expresada en \$/MWh

iv. En caso de que una Unidad de Central Eléctrica presente limitaciones distintas a las consideradas para los recursos de energía limitada, como el número de arranques disponibles en un periodo, restricciones en el número de horas de generación o cualquier otro aspecto distinto a la cantidad de energía producida, el Participante del Mercado representante de la Unidad de Central Eléctrica, si lo desea, podrá calcular un costo de oportunidad de conformidad con el Manual de Costos de Oportunidad e incluirlo en la Oferta de Venta de la Unidad de Central Eléctrica conforme a lo siguiente:

1. El costo de oportunidad calculado por el Participante del Mercado deberá garantizar el Uso Óptimo de la Unidad de Central Eléctrica y deberá estar debidamente justificado y documentado, de conformidad con las Reglas del Mercado, ya que dicha documentación podrá ser solicitada por las Entidades de Vigilancia para ejercer sus facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista.

2. La oferta incremental de costo de oportunidad podrá incluir el precio sombra asociado a la limitación o un valor menor al mismo:

$$COf_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CVcomb_{gen} \right] + \lambda_{PM} + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (7)$$

Donde:

COf_i: costo de oportunidad del segmento *i* de la oferta incremental expresado en \$/MWh

λ_{PM} : precio sombra asociado a la limitación calculado por el Participante del Mercado expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción x del segmento i , expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

TCENACE: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

d. Oferta de disponibilidad de reservas

- i. Los costos asociados a la oferta de disponibilidad de reservas deberán reflejar el costo marginal del aumento en una unidad del nivel de reservas sostenido durante una hora, dichos costos no deberán estar reflejados en la oferta de arranque, la oferta de operación en vacío o la oferta incremental.
- ii. La oferta de disponibilidad de reservas no podrá incluir el costo de oportunidad por no producir energía eléctrica u otro tipo de reservas; el precio de los Servicios Conexos calculado por el CENACE considerará los costos ofertados de disponibilidad de reservas más el costo de oportunidad de no producir energía eléctrica u otro tipo de reservas durante una hora.
- iii. El cálculo del costo asociado a la oferta de disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia para Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica se realizará conforme a lo siguiente:

$$CReg = 2\% \cdot \left[\left(\frac{df(x_{max})}{dx_{max}} \cdot CVcomb_{gen} \right) + CVom_{gen} \right] \quad (8)$$

Donde:

CReg: costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_{max})}{dx_{max}}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_{max} + b$, evaluada en el Límite de Despacho Económico Máximo, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CVcomb_{gen}: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CVom_{gen}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

- iv. El cálculo del costo asociado a la oferta de disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia para Unidades de Central Eléctrica que no cuentan con tecnología térmica o Recursos de Demanda Controlable se realizará conforme a lo siguiente:

$$CReg = CVom_{reg} \quad (9)$$

Donde:

CReg: costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

CVom_{reg}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresados en \$/MWh

1. El cálculo de los costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia deberá ser independiente al cálculo de los costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica. En caso de que no se cuente con el cálculo independiente, la totalidad de los costos variables de operación y mantenimiento deberá ser contabilizada en los costos variables de operación y mantenimiento en la generación de energía eléctrica.
- v. El cálculo del costo asociado a la oferta de disponibilidad de los demás tipos de reservas será una función del costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, conforme a la siguiente tabla:

Producto ofertado	Cálculo
Reservas Rodantes de 10 minutos	$CRR = 75\% CReg$
Reservas No Rodantes de 10 minutos	$CRNR = 70\% CReg$
Reservas Rodantes Suplementarias	$CRS = 65\% CReg$
Reservas No Rodantes Suplementarias	$CRNS = 60\% CReg$

Tabla 1. Costo asociado a la disponibilidad de reservas

Donde:

CReg: costo marginal de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

CRR: costo marginal de la disponibilidad de Reservas Rodantes de 10 minutos expresado en \$/MWh

CRNR: costo marginal de la disponibilidad de Reservas No Rodantes de 10 minutos expresado en \$/MWh

CRS: costo marginal de la disponibilidad de Reservas Rodantes Suplementarias expresado en \$/MWh

CRNS: costo marginal de la disponibilidad de Reservas No Rodantes Suplementarias expresado en \$/MWh

3. OFERTAS TOPE Y PISO

- 3.1 Las Ofertas de Venta de las Unidades de Central Eléctrica no podrán rebasar la Oferta Tope que será actualizada de forma anual y publicada en la página del CENACE. Dicha Oferta Tope será calculada por el CENACE con base en la función de costos de la Unidad de Central Eléctrica más cara del sistema de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CO_{OT} = \left[\frac{df(x_{OT})}{dx_{OT}} \cdot CV_{combmax_{gen}} \right] + CV_{om_{gen}} + T_{tm} + T_{CENACE} \quad (10)$$

Donde:

CO_{OT}: costo marginal para el último segmento de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_{OT})}{dx_{OT}}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_{OT} + b$ evaluada en el nivel de producción x del último segmento de la oferta incremental, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

CV_{combmax_{gen}}: costo máximo variable del combustible utilizado durante los tres últimos meses en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

CV_{om_{gen}}: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm}: tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE}: tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

- 3.2 Las ofertas presentadas por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permitirán hasta la Oferta Piso que será actualizada de forma anual y publicada en la página del CENACE. Dicha Oferta Piso será calculada por el CENACE con base en el máximo costo evitado por la Unidad de Central Eléctrica al no tener que apagar la unidad y mantener un nivel de generación mínimo durante los periodos de baja demanda, que será calculado de la siguiente forma:

$$CE_i = \left[\frac{Carr_i}{LDE_{min} * hrs_{min}} \right] \quad (11)$$

Donde:

CE_i: costo evitado correspondiente a la Unidad de Central Eléctrica *i*, expresado en \$/MWh

Carr_i: costo de arranque en frío de la Unidad de Central Eléctrica, expresado en \$

LDE_{min}: Límite de Despacho económico Mínimo de la Unidad de Central Eléctrica, expresado en MW

hrs_{min}: número total de horas durante el día en que se presenta la carga mínima en el sistema

4 CAPACIDADES OFRECIDAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

- 4.1 Los representantes de las Unidades de Central Eléctrica deberán poner a disposición del CENACE todas sus capacidades disponibles de forma fidedigna, entendiéndose por capacidades todas aquellas condiciones de operación tecnológicamente factibles para las Unidades de Central Eléctrica, así como los tiempos y restricciones requeridos para cambiar entre una condición de operación y otra.
- 4.2 En el Mercado Eléctrico Mayorista, las ofertas de los representantes de las Unidades de Central Eléctrica ofrecerán su capacidad máxima neta.
- 4.3 La Capacidad Máxima Neta es aquella que la UCE puede ofrecer de forma sostenida en ausencia de restricciones de combustible.
- 4.4 La capacidad neta considera la producción bruta de energía eléctrica de una UCE menos la energía utilizada por las unidades auxiliares, el uso requerido de alguna otra unidad para la generación de electricidad y la energía requerida para realizar el proceso de carga.
- 4.5 La capacidad máxima neta podrá ser ajustada por temperatura y degradación de la UCE. La degradación deberá ser consistente con las modificaciones en los parámetros registrados y con la capacidad real de generación de la unidad.
- 4.6 Las degradaciones deberán ser registradas de forma temporal, o permanente, de acuerdo a su carácter, en el registro de parámetros y en el registro de licencias del CENACE, de conformidad con la normatividad aplicable.
- 4.7 La capacidad de generación deberá incluir los incrementos en la misma derivados del uso de nebulizadores u otros dispositivos que permitan incrementar la capacidad de generación, siempre que su operación sea económica para la unidad. La Unidad de Vigilancia podrá solicitar a los generadores el cálculo mediante el cual determinan el número de horas de uso de dispositivos de nebulización y similares.
- 4.8 Capacidades Mínimas de Operación. Las Unidades deberán ofrecer su capacidad mínima de operación, la cual deberá ser igual no menor a aquella registrada ante el CENACE. Dicha capacidad mínima debe representar el nivel mínimo de operación de la central en condiciones de estabilidad.
- 4.9 Las siguientes circunstancias liberarán a los representantes de las UCE de la obligación ofertar la totalidad de las capacidades disponibles:
- a. Mantenimientos, realización de pruebas o salidas programadas, aprobados por el CENACE;
 - b. Causas de fuerza mayor que afecten directamente la operación de la Unidad de Central Eléctrica, incluyendo eventos que resulten en la pérdida, falla o incapacidad para operar, totalmente o en partes, a una o más unidades de generación:
 - i. Actos de guerra, revoluciones, revueltas, sabotaje, ocupación o vandalismo
 - ii. Desastres naturales: terremotos, huracanes, inundaciones

- iii. Estados de emergencia locales, regionales o nacionales
 - iv. Huelgas o conflictos laborales
 - v. Interrupciones en la disponibilidad de combustibles u otros suministros esenciales
 - vi. Falla o daño causado por defectos de fabricación, fuego o daños a equipo indispensable
 - vii. Falla en las instalaciones de transmisión o distribución
- 4.10 Rampas y Servicios Conexos**
- a. Las unidades deberán ofrecer todos los servicios conexos que tecnológicamente sea posible poner a disposición del CENACE.
 - b. De acuerdo a las Bases del Mercado, la 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.
 - c. La capacidad de rampa es necesaria para responder a las variaciones esperadas e inesperadas la carga neta, con el objetivo de reducir las condiciones de escasez en el corto plazo.

Anexo A

Ejemplos de costos variables

- a. Costos variables de combustibles
 - i. Costo del insumo en el Día de Operación expresado en \$/MMBtu, de conformidad con los índices de precios de combustibles determinados por las Autoridades de Vigilancia;
 - ii. Costo variable de transporte desde el punto de adquisición, ya sea dentro o fuera de México, hasta la Unidad de Central Eléctrica expresado en \$/MMBtu, de conformidad con los índices de precios de combustibles determinados por las Autoridades de Vigilancia;
 - iii. Tarifas de regasificación;
 - iv. Gas combustible (fuel); e,
 - v. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.
- b. Costos variables de operación en arranques

- i. Costo variable por consumo de agua en cada arranque, calculado conforme a lo siguiente:

$$Agua_{tipo} = Q_{agua_{tipo}} \cdot C_{Agua}$$

Donde:

$Agua_{tipo}$: costo variable por consumo de agua por tipo de arranque expresado en \$

$Q_{agua_{tipo}}$: consumo de agua por tipo de arranque expresado en m³

C_{Agua} : costo variable del agua utilizado en el arranque expresado en \$/m³

- ii. Costo variable por consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares en cada arranque, calculado conforme a lo siguiente:

$$Energia_{tipo} = Q_{energia_{tipo}} \cdot C_{Energia}$$

Donde:

$Energia_{tipo}$: costo variable por consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares por tipo de arranque expresado en \$

$Q_{energia_{tipo}}$: consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares por tipo de arranque expresado en MWh

$C_{Energia}$: precio promedio del mes anterior de la energía eléctrica en el NodoP que corresponde a la Unidad de Central Eléctrica utilizada para servicios auxiliares por tipo de arranque expresado en \$/MWh

1. El precio promedio de la energía eléctrica en el NodoP correspondiente a los 30 días naturales anteriores deberá calcularse conforme a lo siguiente:

$$CEnergia = \sum_{d=t-30}^{t-1} \sum_{h=1}^{25} PML_{dh} / Total\ de\ horas$$

PML_{dh}: Precio Marginal Local para la hora *h* del Día de Operación *d*

- iii. Costo variable por consumo de sustancias químicas para tratamiento de combustible en cada arranque, control ambiental o lubricación expresado en \$ y calculado conforme a lo siguiente:

$$SustQ_{arr} = \sum_n^N \left(\frac{Qsust_n}{Arranques} \cdot Csust_n \right)$$

Donde:

SustQ_{arr}: costo variable por consumo de sustancias químicas utilizadas en el arranque expresado en \$/MWh

Qsust_n: consumo de sustancias químicas para el tratamiento *n* utilizadas en el arranque correspondiente a los 30 días naturales anteriores, expresado en las unidades correspondientes a cada sustancia química (um)

Csust_n: costo variable de la sustancia química para el tratamiento *n* utilizada en el arranque expresado en \$/um

Arranques: número de arranques totales correspondientes a los 30 días naturales anteriores

1. La medición del consumo de sustancias químicas utilizadas en el arranque deberá ser independiente a la medición del consumo de sustancias químicas utilizadas en la generación de energía eléctrica. En caso de que no se cuente con la medición independiente, la totalidad del consumo de sustancias químicas deberá ser contabilizado en los costos variables por consumo de sustancias químicas utilizadas en la generación de energía eléctrica.
- c. Costos variables de mantenimiento en arranques
- i. Mantenimiento mayor programado para mantener las condiciones del primo-motor de la Unidad de Central Eléctrica que depende directamente del número de arranques de la unidad, en particular:
 1. Mano de obra que depende directamente del mantenimiento mayor
 2. Repuestos de piezas que dependen directamente del mantenimiento mayor
- d. Costos variables de operación en la generación de energía eléctrica
- i. Costo variable por consumo de agua en la generación de energía eléctrica, calculado conforme a lo siguiente:

$$Agua = Qagua \cdot CAgua$$

Donde:

Agua: costo variable por consumo de agua en la generación de energía eléctrica expresado en \$/MWh

Qagua: consumo de agua en la generación de energía eléctrica en m³/MWh

CAgua: costo variable del agua utilizado en la generación de energía eléctrica expresado en \$/m³

- ii. Costo variable por consumo de sustancias químicas para tratamiento de agua de repuesto al ciclo, tratamiento químico interno, tratamiento de agua de sistema de enfriamiento, tratamiento de aguas residuales, tratamiento de aguas negras, tratamiento de aguas industriales e inhibidores de sílice, tratamiento de combustible, control ambiental, lubricación o gases especiales para enfriamiento del generador eléctrico expresado en \$/MWh y calculado conforme a lo siguiente:

$$SustQ = \sum_n^N \left(\frac{Qsust_n}{Generacion} \cdot Csust_n \right)$$

Donde:

SustQ: costo variable por consumo de sustancias químicas utilizadas en la generación de energía eléctrica expresado en \$/MWh

Qsust_n: consumo de sustancias químicas para el tratamiento *n* utilizadas en la generación de energía eléctrica correspondiente a los 30 días naturales anteriores, expresado en las unidades correspondientes a cada sustancia química (um)

Csust_n: costo variable de la sustancia química para el tratamiento *n* utilizada en la generación de energía eléctrica expresado en \$/um

Generación: generación total de energía eléctrica correspondiente a los 30 días naturales anteriores, expresada en MWh

- a. Costos variables de mantenimiento en la generación de energía eléctrica
 - i. Mantenimiento mayor programado para conservar las condiciones del motor primario de la Unidad de Central Eléctrica que depende directamente de la generación de energía eléctrica, en particular:
 1. Mano de obra que depende directamente del mantenimiento mayor;
 2. Repuestos de piezas que dependen directamente del mantenimiento mayor tales como:
 - A. Filtros de aire, gas, aceite y agua; y
 - B. Aceites.
 3. Servicios de retiro de sales, productos químicos o lavados;
 4. Servicios de mantenimiento programado a equipos de servicios auxiliares;
 5. Inspecciones al generador eléctrico, compresores, turbinas y cámara de combustión; e,
 6. Incrementos en el costo del mantenimiento mayor programado ocasionados por seguir instrucciones de despacho fuera del Rango Económico de Producción.
 - b. Costos variables de disponibilidad de reservas
 - i. Costo variable por mantener el generador eléctrico a una temperatura adecuada para proveer reservas en el tiempo solicitado por el CENACE.
 - ii. Gas combustible para la compresión de gas que se requiera para proveer reservas en el tiempo solicitado por el CENACE.

Anexo B

Ejemplos de costos que no se consideran variables

- a. Impuestos que sean clasificados como trasladables al consumidor para efectos fiscales, por ejemplo, el Impuesto al Valor Agregado. Estos conceptos no implican una erogación real al ser acreditables para fines de cumplimiento de obligaciones fiscales.
- b. Costos asociados a contratos de futuros de divisas al ser una cobertura que adquiere el Participante del Mercado para disminuir su exposición al tipo de cambio.
- c. Cualquier otro costo asociado a la compra de instrumentos financieros que el Participante del Mercado adquiera para reducir el riesgo asociado a la volatilidad de los mercados en los que se lleva a cabo la adquisición de insumos para el arranque o la generación de energía eléctrica.
- d. No se considerarán costos variables de combustibles, los siguientes:
 - i. Costos de inventarios de combustible;
 - ii. Costo de reserva de capacidad de gasoductos;

- iii. Cargos por comercialización, por ejemplo, en el caso del gas natural correspondiente a Unidades de Central Eléctrica que pagan tarifa de gas natural a nivel distribución;
 - iv. Cargos fijos de embarque, desembarque o renta de embarcaciones para transporte marítimo de combustible; o,
 - v. Manejo de cenizas de carbón en la Central Eléctrica.
- e. No se considerarán costos variables en arranques, en generación de energía eléctrica o en disponibilidad de reservas, los siguientes:
- i. Convenios de servicio de mantenimiento a largo plazo;
 - ii. Mano de obra indirecta;
 - iii. Bonos pagados a los operadores de las Unidades de Central Eléctrica;
 - iv. Alquiler de equipos o mano de obra temporal para brindar soporte a la Unidad de Central Eléctrica;
 - v. Gastos administrativos o generales relacionados con las Unidades de Central Eléctrica (Internet, teléfono, etc.);
 - vi. Mantenimiento de los cimientos y estructura de la Unidad de Central Eléctrica;
 - vii. Costos incurridos por trámites regulatorios;
 - viii. Mantenimiento preventivo y predictivo, el cual incluye las siguientes categorías:
 - 1. Mantenimiento de equipos tales como circuitos de agua, bombas de alimentación, tuberías de vapor principal y sistemas de desmineralización;
 - 2. Mantenimiento del equipo de la Central Eléctrica, el cual incluye servicio de agua, sistemas de control distribuido, sistemas de condensado, filtros de aires y plantas eléctricas de emergencia;
 - 3. Mantenimiento de otros equipos de la Central Eléctrica tales como equipo de comunicación, sistema de aire de instrumentos, y sistema de suministro de agua;
 - 4. Soporte al equipo de la Central Eléctrica, el cual consiste en herramientas, suministros para talleres y equipo alquilado, y suministros de seguridad
 - ix. Inversión para extender la vida útil de la Unidad de Central Eléctrica;
 - x. Costos de reparación de interrupción forzada que dure más de siete días naturales;
 - xi. Instalación de cromatógrafos o sistemas de monitoreo de emisiones; e
 - xii. Instalación de equipos para brindar reservas.

TRANSITORIOS

Primero.- Los presentes Términos se emiten el 23 de diciembre de 2016 y surtirán efectos a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo.- Durante 2017, el monto aplicable, correspondiente a las Ofertas Piso y Tope, será de -10,425 \$/MWh y 7,950 \$/MWh, respectivamente.

Los presentes Términos los emite **Pedro Francisco Guerra Morales**, Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, con fundamento en las facultades conferidas por artículo el 10 fracciones XVII y XXXVIII, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, en la Ciudad de México, a los veintitrés días del mes de diciembre de dos mil dieciséis.- Rúbrica.

(R.- 443420)