

Cofemer Cofemer

MAB-GLS-CLS- B000162353

De: ADRIANA MEJIA TAMEZ <AMEJIA@deacero.com>
Enviado el: viernes, 15 de julio de 2016 06:53 p. m.
Para: Cofemer Cofemer
Asunto: Comentarios a MIRS/40738 - Energía de Ramos S.A.P.I. DE C.V.
Datos adjuntos: 20160701145336_40738_Anteproyecto del Manual de Potencia COFEMER.DOCX

Buenas tardes, enviamos comentarios en referencia al MIR 40738 "MIR DE IMPACTO MODERADO – MANUAL DE MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA", al igual adjuntamos documento con comentarios adicionales.

-"No se está contemplando la interacción e influencia de las cargas locales sobre las centrales de generación en sitio dentro del manual."

Saludos,
Energía de Ramos, S.A.P.I. de C.V.

"La información contenida en este correo electrónico y en cualquier archivo adjunto es confidencial, privilegiada y para uso exclusivo de su destinatario o destinatarios. Si usted ha recibido este correo electrónico y sus archivos adjuntos por error, no los distribuya, imprima o copie. Le agradecemos destruirlos inmediatamente y notificar al emisor principal de este mensaje. El presente correo electrónico no constituye una oferta vinculante para la empresa, aun si el precio(s), cantidad(es) u otros conceptos similares son incluidos en el mensaje electrónico o en sus archivos adjuntos."

"The information contained in this email and in any file transmitted with this e-mail is confidential and provided for the exclusive use of the intended addressee, or addressees. If you have received this email in error, do not disseminate, distribute, forward, print or copy this email or any of its attachments. Please destroy/purge the email and all attachments immediately and notify the sender by reply of email. Any misuse/abuse may result in liability. Unauthorized interception of email communications is prohibited by the laws of the United States and other jurisdictions. This e-mail (and any attachments) does not constitute an offer, proposal, understanding or agreement that is in any way binding upon to the company, even if price(s), quantity(ies) or other similar terms are contained herein."

"La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información"



**Manual de
Mercado para el balance de Potencia**

Anteproyecto de fecha 1 de julio de 2016

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción	1
1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado	1
1.2 Propósito y contenido de este Manual	1
1.3 Términos definidos y reglas de interpretación	2
1.4 Reglas de interpretación	7
CAPÍTULO 2 Generalidades del Mercado para el Balance de Potencia	8
2.1 Requerimientos de Potencia.	8
2.2 Mecanismos para adquirir Potencia.	8
2.3 Características generales del Mercado para el Balance de Potencia	8
2.4 Identificación de Horas Críticas en cada Zona de Potencia	9
2.5 Cálculo de la Demanda de Horas Críticas para cada ERC, en cada Zona de Potencia	1745
CAPÍTULO 3 Zonas de Potencia	1917
3.1 Definición y Cambios a las Zonas de Potencia	1917
3.2 Zona de Potencia Anidada Un Nivel Abajo	2048
3.3 Programa para crear o eliminar Zonas de Potencia:	2149
3.4 Evaluación y reevaluación de las Zonas de Potencia	2149
3.5 Publicación de las Zonas de Potencia	2421
CAPÍTULO 4 Política de Confiabilidad	2623
4.1 Política de Confiabilidad	2623
4.2 Porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente	3027
4.3 Estudios técnicos del CENACE para el cálculo de porcentajes zonales	3128
4.4 Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada	3128
CAPÍTULO 5 Requerimientos Regulatorios de las Entidades Responsables de Carga	3330
5.1 Requisito Mínimo de Potencia y Obligación Mínima de Potencia	3330
5.2 Requisito de Potencia Eficiente y Obligación de Potencia Eficiente	3531
5.3 Requisito de Contratar Potencia	3632
5.4 Obligación Neta de Potencia	3733
5.5 Consideraciones para el Generador de Intermediación	4035
CAPÍTULO 6 Acreditación de Potencia	4237
6.1 Consideraciones Generales	4237
6.2 Cálculo de la Potencia Entregada	4237
6.3 Cálculo de la Disponibilidad de Producción de Energía de Unidades de Central Eléctrica	4338
6.4 Cálculo de la Disponibilidad de Reducción de Consumo para Recursos de Demanda Controlable Garantizada	4742

6.5	Disponibilidad de Producción Física de Unidades de Central Eléctrica	<u>4943</u>
6.6	Disponibilidad de Producción Física de Recursos de Demanda Controlable Garantizada	<u>4944</u>
6.7	Para Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada en Sistemas de Abasto Aislado, la Disponibilidad de Producción Física tendrá las siguientes consideraciones adicionales:	<u>5044</u>
6.8	Consideraciones Finales de la DPF	<u>5145</u>
6.9	Cálculo de la Disponibilidad de Entrega de Energía	<u>5145</u>
6.10	Cálculo de la Disponibilidad de Entrega Física (DEF)	<u>5549</u>
6.11	Disponibilidad de Entrega de Energía para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero	<u>5751</u>
6.12	Validación de la Potencia	<u>6155</u>
CAPÍTULO 7 Potencia Adquirida en Contratos de Cobertura		<u>6660</u>
7.1	Venta de Potencia en Contratos de Cobertura Eléctrica	<u>6660</u>
7.2	Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia	<u>7164</u>
7.3	Efecto de la adición, cambio o eliminación de Zonas de Potencia después de que se haya registrado un Contrato de Cobertura Eléctrica o una Transacción Bilateral de Potencia	<u>7164</u>
CAPÍTULO 8 Tecnología de Generación de Referencia		<u>7467</u>
8.1	Identificación de la Tecnología de Generación de Referencia	<u>7467</u>
8.2	Informe de la selección de Tecnologías de Generación de Referencia	<u>7467</u>
8.3	Costo de Inversión Nivelada Real	<u>7770</u>
8.4	Consideraciones para el cálculo de los costos fijos de transporte de combustibles	<u>8073</u>
CAPÍTULO 9 Operación del Mercado para el Balance de Potencia		<u>8174</u>
9.1	Preparación del Mercado para el Balance de Potencia	<u>8174</u>
9.2	Ofertas de Compra y Venta en el Mercado para el Balance de Potencia	<u>8174</u>
9.3	Monto Garantizado de Pago	<u>8376</u>
9.4	Actualización de los Costos de la Tecnología de Generación de Referencia	<u>8779</u>
9.5	Potencia Eficiente en el SEN	<u>8981</u>
9.6	Curvas de Demanda	<u>8981</u>
9.7	Curvas de Oferta	<u>9083</u>
9.8	Precio de Cierre de Potencia	<u>9183</u>
9.9	Cantidad Adquirida del Mercado para el Balance de Potencia cuando no haya Zonas de Potencia Anidadas	<u>9183</u>
9.10	Cantidad Adquirida del Mercado para el Balance de Potencia cuando haya Zonas de Potencia Anidadas	<u>9385</u>
9.11	Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia y Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia	<u>9789</u>
9.12	Cálculo del Precio Neto de Potencia	<u>9890</u>
9.13	Cálculo del Precio Neto de Potencia para Liquidación	<u>10091</u>
9.14	Reporte de los Precios y Cantidades Finales del Mercado	<u>10092</u>
CAPÍTULO 10 Liquidaciones		<u>10395</u>
10.1	Requisitos de Información	<u>10395</u>

**Manual de Mercado para el Balance de Potencia
Anteproyecto COFEMER de fecha 1 de julio de 2016**

10.2	Liquidación con los Generadores	10496
10.3	Liquidación con las ERCs	10496
10.4	Liquidación de Penalizaciones	10597
10.5	Nota Acerca de los Generadores Exentos	10597
CAPÍTULO 11 Penalizaciones.....		10698
11.1	Penalizaciones por Incumplimiento de las Obligaciones Mínimas de Potencia y las Obligaciones de Contratar Potencia	10698
CAPÍTULO 12 Información Disponible en el Sistema de Información del Mercado		10799
12.1	Elementos que deberán estar disponibles en el Sistema de Información del Mercado (SIM).....	10799
CAPÍTULO 13 Disposiciones Transitorias		110102
13.1	Disposiciones Transitorias	110102

Manual de Mercado para el Balance de Potencia

CAPÍTULO 1 Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

- 1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2 Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los principios de cálculo, reglas, instrucciones, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para la administración, Operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Propósito y contenido de este Manual

- 1.2.1 El presente “Manual de Mercados para el Balance de Potencia” es el Manual de Prácticas del Mercado que establece los principios de cálculo, reglas, instrucciones, directrices, ejemplos y procedimientos en relación con la obligación, acreditación y venta de Potencia, así como para el Mercado para el Balance de Potencia, sus liquidaciones y penalizaciones.
- 1.2.2 Este Manual desarrolla el contenido de la Base 11, y comprende los temas siguientes:
 - (a) el capítulo 2 describe las generalidades del Mercado para el Balance de Potencia;
 - (b) el capítulo 3 establece las reglas para la definición y cambios de las Zonas de Potencia;
 - (c) el capítulo 4 describe la Política de Confiabilidad que será establecida por la SENER y la CRE;
 - (d) el capítulo 5 establece los Requerimientos Regulatorios de las Entidades Responsables de Carga;
 - (e) el capítulo 6 establece el mecanismo y cálculos para la acreditación de Potencia;

- (f) el capítulo 7 señala los procedimientos para registrar Contratos de Cobertura;
- (g) el capítulo 8 contiene la identificación de la Tecnología de Generación de Referencia;
- (h) el capítulo 9 establece la forma de Operación del Mercado para el Balance de Potencia;
- (i) el capítulo 10 contiene los procedimientos de liquidación del Mercado para el Balance de Potencia para los Generadores y de las Entidades Responsables de Carga;
- (j) el capítulo 11 define las penalizaciones por el incumplimiento de las obligaciones de Potencia;
- (k) el capítulo 12 identifica la información que el CENACE deberá mantener publicada en el Sistema de Información del Mercado; y
- (l) el capítulo 13 contiene las disposiciones transitorias.

1.3 Términos definidos y reglas de interpretación

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

- 1.3.1 Buenas Prácticas de la Industria:** En relación con cualquier función y circunstancia, el ejercicio de un mínimo grado de habilidad, diligencia, prudencia y previsión que sería razonable y ordinariamente esperado de un operador calificado y experimentado dedicado al mismo tipo de función bajo las mismas circunstancias o similares.
- 1.3.2 Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia (CIAOP):** Para un año y Zona de Potencia de un Participante del Mercado es la Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia (en MW) de dicho Participante del Mercado en dicho año y Zona de Potencia. Contiene ajustes para evitar que se dupliquen las cantidades de incumplimiento cuando existan Zonas de Potencia Anidadas dentro de la Zona de Potencia.
- 1.3.3 Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia (CIOP):** Para un año y Zona de Potencia dada, las Obligaciones Netas de Potencia (en MW) de un Participante del Mercado que no sean cumplidas al concluir el Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.3.4 Capacidad Entregada:** Se refiere a la Potencia Entregada.
- 1.3.5 Demanda en Horas Críticas (DHC):** La energía que consumen los Centros de Carga de una ERC en las Horas Críticas, medida en MW.
- 1.3.6 Cargo de Aseguramiento de Potencia (CAP):** Cargo no trasladable en Moneda Nacional que se determina por separado para cada ERC (*e*) y Zona de Potencia (*zp*), en cada año (*a*), y que tiene como propósito distribuir los costos de la Potencia obtenida en exceso de la suma de las Obligaciones Mínimas de Potencia.
- 1.3.7 Disponibilidad de Entrega Física (DEF):** La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, tomando en cuenta la capacidad de

transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, contribuye a la capacidad de un sistema interconectado para suministrar demanda en las Horas Críticas de dicho sistema. Se determinará por el CENACE como promedio de la Disponibilidad de Entrega de Energía esperado durante las Horas Críticas de la Zona de Potencia en cuestión. Esta cantidad se determina al momento de realizar los estudios de interconexión correspondientes, bajo el supuesto de disponibilidad normal de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, por lo que no se afecta por la disponibilidad real de dichas redes.

- 1.3.8 Disponibilidad de Entrega de Energía (DEE):** Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, medido en MW que, bajo condiciones normales de disponibilidad de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, podrá contribuir al suministro de demanda en cada una de las Horas Críticas de la zona de potencia a la que pertenece la Unidad de Central Eléctrica (UCE) o el Recurso de Demanda Controlable (RDC). Estas cantidades se determinan al momento de realizar los estudios de interconexión correspondientes, bajo el supuesto de disponibilidad normal de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, por lo que no se afectan por la disponibilidad real de dichas redes.
- 1.3.9 Disponibilidad de Producción de Energía (DPE)** Cantidad de Potencia, medida en MW, que una Unidad de Central Eléctrica acredita para cada una de las Horas Críticas del año.
- 1.3.10 Disponibilidad de Producción Física (DPF):** La porción de la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable que, en promedio durante un periodo dado, está disponible para producir energía durante las Horas Críticas de un sistema eléctrico. Se determinará por el CENACE como el promedio de la Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica, o la Disponibilidad de Reducción de Consumo de energía de un Recurso de Demanda Controlable, en las Horas Críticas del año.
- 1.3.11 Disponibilidad de Reducción de Consumo (DRC):** Cantidad de Potencia, medida en MW, que un Recurso de Demanda Controlable Garantizada acredita para cada una de las Horas Críticas del año.
- 1.3.12 ERC:** Entidad Responsable de Carga
- 1.3.13 Horas Críticas:** Las 100 horas críticas dentro de un año calendario identificadas para una Zona de Potencia.
- 1.3.14 Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia (IMTR):** Son los ingresos netos (en exceso de sus costos variables) (en pesos por MW-año) que la Tecnología de Generación de Referencia habría obtenido, en promedio, de haber participado en el Mercado del Día en Adelanto en una Zona de Potencia (zp) y año (a) dado.
- 1.3.15 Manual:** El presente Manual de Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.3.16 Nivel de Potencia Eficiente (NPE):** El nivel de Potencia Entregada que se determine sea el eficiente para una Zona de Potencia (zp) y año (a) dado.

- 1.3.17 Obligación de Contratar Potencia:** Obligación específica (en MW-año) que tienen las Entidades Responsables de Carga de contratar Potencia a través de Contratos de Cobertura Eléctrica. Se calcula a partir del Requisito de Contratar Potencia.
- 1.3.18 Obligación de Potencia Eficiente (OPE):** La cantidad específica (en MW de Potencia Entregada) considerada eficiente, debido al Requisito de Potencia Eficiente para la misma ERC (*e*), Zona de Potencia (*zp*) y año (*a*) que se determina por separado para cada ERC (*e*) dentro de cada Zona de Potencia (*zp*), para cada año (*a*) al concluir dicho año. Se calcula aplicando la fórmula especificada en la definición de Requisito de Potencia Eficiente.
- 1.3.19 Obligación Mínima de Potencia (OMP):** Obligación de una ERC de poseer Potencia Entregada dentro de una Zona de Potencia, en un año determinado, medida en MW. Se calcula aplicando la fórmula del Requisito Mínimo de Potencia.
- 1.3.20 Obligación Neta de Potencia (ONP):** La obligación de un Participante del Mercado de adquirir Potencia Entregada en un año para una Zona de Potencia después del ajuste por las compras y ventas de Potencia Entregada a través de Transacciones Bilaterales de Potencia, y después del ajuste por cualquier Potencia Entregada producida por recursos que el Participante del Mercado represente en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.21 Participante en Cumplimiento de la Obligación de Potencia:** Participante del Mercado que, tras la operación del Mercado para el Balance de Potencia para el año y todas las Zonas de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional cumpla con sus Obligaciones Mínimas de Potencia.
- 1.3.22 Participante en Incumplimiento de la Obligación de Potencia (PIOP):** Participante del Mercado que no sea un Participante en Cumplimiento de la Obligación de Potencia.
- 1.3.23 Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada ($PZRPE_{zp,a}$):** Porcentaje que establece qué parte del requerimiento de Potencia Entregada a los Centros de Carga en la Zona de Potencia, debe cumplirse con la Potencia Entregada por Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada ubicadas en dicha Zona de Potencia.
- 1.3.24 Potencia Entregada (PE):** Es la cantidad de Potencia, identificada como la menor entre la Disponibilidad de Producción Física y la Disponibilidad de Entrega Física, que una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada efectivamente pusieron a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las Horas Críticas, establecida mediante la acreditación a la que se refiere el capítulo 6.
- 1.3.25 Unidad de Central Eléctrica Firme:** Clasificación de una Unidad de Central Eléctrica que se establece mediante el registro de dicha unidad para su Operación en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Corresponde a los estatus “Firme despachable” y “Firme no-despachable” establecidos en la Base 3.3.16 de las Bases del Mercado.
- 1.3.26 Unidad de Central Eléctrica Intermitente:** Clasificación una Unidad de Central Eléctrica que se establece mediante el registro de dicha unidad para su Operación en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del

Mercado. Corresponde a los estatus “Intermitente despachable” e “Intermitente no-despachable” establecidos en la Base 3.3.16 de las Bases del Mercado.

- 1.3.27 Precio Neto de Potencia para Liquidación (PNPL):** Precio para las compras y ventas de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia. Es equivalente al Precio Neto de Potencia, excepto que, en caso de las Zonas de Potencia anidadas, consiste del Precio Neto de Potencia más alto entre la Zona de Potencia y la Zonas de Potencia Anidadas Arriba.
- 1.3.28 Precio de Cierre de Potencia (PCP):** El precio determinado en el Mercado para el Balance de Potencia. Se determina por separado para cada Zona de Potencia (*zp*), en cada año (*a*).
- 1.3.29 Precio Neto de Potencia (PNP):** Precio que se calcula cada año, y de manera separada para cada Zona de Potencia, con base en el Precio de Cierre de Potencia y los IMTR para el año y Zona de Potencia.
- 1.3.30 Probabilidad de Energía no Suministrada Eficiente:** Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad emitida por SENER. Se refiere al valor eficiente de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el Valor de la Energía no Suministrada y el costo de capacidad de la Tecnología de Generación de Referencia.
- 1.3.31 Probabilidad de Energía no Suministrada Máxima:** Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad emitida por SENER. Se refiere al valor máximo de la probabilidad de que se presente energía no suministrada en el Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el Valor de la Energía no Suministrada y el costo de capacidad de la Tecnología de Generación de Referencia.
- 1.3.32 Requerimientos Regulatorios de las Entidades Responsables de Carga:** Se refiere a los Requisitos Mínimos de Potencia y los Requisitos de Contratar Potencia a futuro, que establece la CRE.
- 1.3.33 Requisito de Contratar Potencia:** Obligación establecida por la CRE para que los Suministradores contraten una parte de su Obligación Mínima de Potencia mediante Contratos de Cobertura Eléctrica, en un horizonte de tiempo determinado.
- 1.3.34 Requisito de Potencia Eficiente (RPE):** Función que especifica la Potencia Entregada que es considerada la más eficiente y que se determina con base en la política de Confiabilidad de la SENER.
- 1.3.35 Requisito Mínimo de Potencia (RMP):** Función que determina la cantidad de Potencia Entregada que deben adquirir las ERCs para cada Zona de Potencia en cada año; ya sea mediante Contratos de Cobertura Eléctrica o a través del Mercado para el Balance de Potencia.
- 1.3.36 Reserva de Planeación Eficiente (RPe):** Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad. Se refiere al insumo para el cálculo del Requisito de Potencia Eficiente, a utilizarse en los términos que defina la CRE.

- 1.3.37 Reserva de Planeación Mínima (Rpm):** Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad. Se refiere al insumo para el cálculo del Requisito Mínimo de Potencia, a utilizarse en los términos que defina la CRE.
- 1.3.38 Tecnología de Generación de Referencia:** Es la fuente marginal de nueva Potencia que sea replicable a gran escala que se toma de una muestra razonable de tecnologías de generación y que minimiza los costos netos de generación y potencia en el largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional. Definida por el CENACE.
- 1.3.39 Valor de la Energía no Suministrada (VENS):** Tendrá la definición que establezca la Política de Confiabilidad. Se refiere al valor de la energía no suministrada.
- 1.3.40 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Margen de Reserva (VIRPe-MR):** Valor indicativo del Margen de Reserva de Planeación Eficiente. A fin de mantener compatibilidad con el estándar internacional para cálculos de Margen de Reserva, se expresa como la Capacidad Instalada como porcentaje de la demanda máxima del sistema por balance (medida en Unidades de Central Eléctrica). El VIRPe-MR se indica por separado para cada sistema interconectado y para cada año.
- 1.3.41 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Requisito de Potencia (VIRPe-RP):** Valor indicativo del Margen de Reserva de Planeación Eficiente. A fin de mantener compatibilidad con la Resolución RES/916/2015, se expresa como la Potencia Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a la Red Nacional de Distribución). El VIRPe-RP se indica por separado para cada sistema interconectado y para cada año.
- 1.3.42 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Margen de Reserva (VIRPm-MR):** Valor indicativo del Margen de Reserva de Planeación Mínima. A fin de mantener compatibilidad con el estándar internacional para cálculos de Margen de Reserva, se expresa como la Capacidad Instalada como porcentaje de la demanda máxima del sistema por balance (medida en las Unidades de Central Eléctrica). El VIRPm-MR se indica por separado para cada sistema interconectado y cada año.
- 1.3.43 Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Requisito de Potencia (VIRPm-RP):** Valor indicativo del Margen de Reserva de Planeación Mínima. A fin de mantener compatibilidad con la Resolución RES/916/2015, se expresa como Potencia Entregada, como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas por retiros (medida en los puntos de entrega a la Red Nacional de Distribución). El VIRPm-RP se indica por separado para cada sistema interconectado y cada año.
- 1.3.44 Zona de Potencia:** Grupo específico de NodosP que están directamente interconectados entre sí, definidos para el cálculo de las reservas requeridas. En principio las zonas de potencia son cada uno de los Sistemas Interconectado. La CRE aprobará modificaciones a las Zonas de Potencia, o a su configuración, a propuesta del CENACE, cuando la capacidad de generación total y la capacidad de transmisión resulten en un requisito de fuentes de generación en una zona determinada.

- 1.3.45 Zona de Potencia Anidada:** Zona de Potencia ubicada completamente dentro de una Zona de Potencia más grande.
- 1.3.46 Zona de Potencia Anidada Un Nivel Abajo:** Zona de Potencia que forma parte de un subconjunto específico de todo el grupo de Zonas de Potencia Anidadas que estén ubicadas dentro de una Zona de Potencia considerada mayor.
- 1.3.47 Zona de Potencia Anidada Arriba:** Zona de Potencia considerada mayor, que contiene Zonas de Potencia Anidadas que estén ubicadas dentro de ella.

1.4 Reglas de interpretación

- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la sección 1.3 se podrán utilizar en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como año calendario.
- 1.4.3** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.4.4** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.
- 1.4.5** El presente Manual considera al Generador de Intermediación y los Generadores como Entidades Responsable de Carga, respectivamente, por aquellos Centros de Carga que representen de los Contratos de Interconexión Legados o de las Centrales Eléctricas que se consideren Centros de Carga cuando no generen energía eléctrica.

CAPÍTULO 2

Generalidades del Mercado para el Balance de Potencia

2.1 Requerimientos de Potencia.

2.1.1 Requisitos Mínimos para obtener Potencia y Obligaciones Mínimas de Potencia. El CENACE realizará el cálculo de la obligación específica de cada Entidad Responsable de Carga en una Zona de Potencia, establecida como la Obligación Mínima de Potencia para cada año, medida en MW, en función de los requisitos mínimos para obtener potencia determinados por la CRE.

2.1.2 Requisitos para contratar Potencia a futuro. La CRE establecerá los requisitos para que todos los Suministradores realicen Contratos de Cobertura Eléctrica para la adquisición de Potencia a lo largo de un periodo futuro determinado y realizará el cálculo de la obligación específica de cada Entidad Responsable de Carga.

2.2 Mecanismos para adquirir Potencia.

2.2.1 Las Entidades Responsables de Carga podrán cumplir con su obligación de adquirir Potencia a través de tres mecanismos:

- (a) **Contratos de Cobertura Eléctrica Negociados Bilateralmente.** Negociados bilateralmente con un Generador u otro Participante de Mercado.
- (b) **Contratos de Cobertura Eléctrica obtenidos en las Subastas para el Suministro Básico.** Contratados a futuro obtenidos en las Subastas de Mediano Plazo y Subastas de Largo Plazo realizadas por el CENACE.
- (c) **Mercado para el Balance de Potencia.** Transacciones de Potencia para el año inmediato anterior asignados en el mercado operado por el CENACE.

Comentado [PG1]: No debe estar limitado a las subastas para el suministro básico.

2.3 Características generales del Mercado para el Balance de Potencia

2.3.1 En general, el Mercado para el Balance de Potencia tiene las siguientes fases:

- (a) Determinar, para cada Zona de Potencia, la cantidad total de Potencia Entregada que debe comprar el CENACE.
- (b) Determinar, en cada Zona de Potencia, la Obligación Mínima de Potencia que debe cumplir cada Entidad Responsable de Carga.
- (c) Determinar la Potencia Entregada que podrá vender cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable.
- (d) Permitir la compra y venta de Potencia Entregada a los Participantes del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia para cumplir sus obligaciones.

(e) Determinar el Precio Neto de Potencia para Liquidación para dichas compras y ventas de Potencia Entregada.

2.3.2 El Mercado para el Balance de Potencia es anual y se realiza ex-post, es decir, una vez que se concluye el año en que los Participantes del Mercado tuvieron que cumplir con las Obligaciones Mínimas de Potencia. El CENACE operará el Mercado para el Balance de Potencia a más tardar en febrero del año siguiente para el que se calculan las Obligaciones Mínimas de Potencia.

2.3.3 El Mercado para el Balance de Potencia será operado por separado para cada sistema interconectado. Si hay múltiples Zonas de Potencia incluidas en un sistema interconectado, el Mercado para el Balance de Potencia se resolverá en un sólo proceso para todas las zonas incluidas en cada sistema interconectado.

2.3.4 La participación en el Mercado para el Balance de Potencia es obligatoria para dos clases de Participantes del Mercado:

(a) Entidades Responsables de Carga (Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados, Suministrador de Último Recurso, Usuario Calificado Participante del Mercado, Generador de Intermediación y Generadores cuyos Centrales Eléctricas se consideren Centros de Carga por el consumo en horas sin generación, en los términos de la Base 3.3.20); y,

(b) Generadores.

2.3.5 Un MW de Potencia Entregada en un año en una Zona de Potencia únicamente puede ser usado para acreditar un MW de Obligación Mínima de Potencia en el mismo año y Zona de Potencia, o en las Zonas de Potencia Anidadas Arriba.

2.4 Identificación de Horas Críticas en cada Zona de Potencia

2.4.1 Un único conjunto de cien (100) Horas Críticas será identificado por el CENACE para cada Zona de Potencia, para cada año. Todos los cálculos señalados en esta sección serán hechos por el CENACE.

2.4.2 Las Horas Críticas de un año (el año analizado) serán identificadas a más tardar en enero del año siguiente. Las Horas Críticas serán horas exactas, de acuerdo con las convenciones establecidas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Por ejemplo, hora terminada 8:00 AM.

2.4.3 Cabe señalar que la identificación de Horas Críticas se basa en la demanda calculada por balance (generación más importaciones menos exportaciones). Lo anterior, debido a que este cálculo es menos susceptible a errores de medición y correcciones ex-post. No obstante, el cálculo de obligaciones de potencia se basa en la demanda calculada por retiros (energía entregada a las Redes Generales de Distribución y Centros de Carga en nivel transmisión), porque esta cifra se calculará para cada Entidad Responsable de Carga individualmente.

2.4.4 Identificación de las Horas Críticas. Se seguirá un proceso de tres pasos en la identificación de las Horas Críticas:

- (a) **Paso 1: Horas Críticas del año anterior completo.** Se identificarán las 100 Horas Críticas que hayan ocurrido en el año anterior al año analizado, de acuerdo con las reglas establecidas en los numerales 2.4.5 y 2.4.6. Se considerarán las 8,760 horas del año (o bien 8,784 en un año bisiesto) en este proceso.
- (i) Por ejemplo, si el año corriente bajo consideración, para el cual se han de identificar las Horas Críticas, es el 2020, entonces el Paso 1 aplicará a todas las 8760 horas del año 2019.
- (ii) Las Horas Críticas determinadas en este paso no se aplicarán directamente para la acreditación de Potencia Entregada en el año analizado. Solo se usarán para identificar el “primer día del cálculo” y el “último día del cálculo” para el año posterior al año analizado.
- (b) **Paso 2: Identificación del “primer día de cálculo” y del “último día de cálculo”.**
- (i) Se identificará el **primer día de cálculo**, definido como la fecha que resulte de restar 14 días al día en que ocurrió la primera Hora Crítica del año anterior al analizado. Si dicho cálculo resulta en una fecha anterior al 1o de enero, entonces “el primer día de cálculo” será igual al 1ero de enero.
- (ii) Se identificará el **último día de cálculo**, definido como la fecha que resulte de sumar 14 días al día en que ocurrió la última Hora Crítica del año anterior al analizado. Si dicho cálculo resulta en una fecha posterior al 31 de diciembre, entonces “el último día de cálculo” será igual al 31 de diciembre.
- (c) **Paso 3: Identificación de las 100 Horas Críticas del año analizado.** Se aplicarán las reglas de los numerales 2.4.5 y 2.4.6, para el periodo comprendido del primer día de cálculo al último día de cálculo.

Las Horas Críticas determinadas en este paso no se aplicarán directamente para la acreditación de Potencia Entregada en el año analizado.

2.4.5 Reglas de identificación de Horas Críticas para los años 2016 y 2017:

- (a) Las Horas Críticas en una zona de potencia serán las cien (100) horas que tengan la mayor demanda de energía en dicha zona de potencia.

$$HC_{h,zp,a} = 100 \max[(Da_{h \in a,zp})]$$

Dónde:

$HC_{zp,a}$ = 100 Horas Críticas en una Zona de Potencia zp , en un año a .

$Da_{h \in a,zp}$ = Nivel de demanda de energía, generación más importaciones menos exportaciones, para cada hora h del año, en una Zona de Potencia zp .

- (b) Para calcularlas, se considerará que la "demanda de energía" se calcula por balance (generación más importaciones menos exportaciones) más cualquier demanda no suministrada identificada como resultante de la activación de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada u otra interrupción de suministro a los Centros de Carga. En su caso, la demanda no suministrada se ajustará por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada.

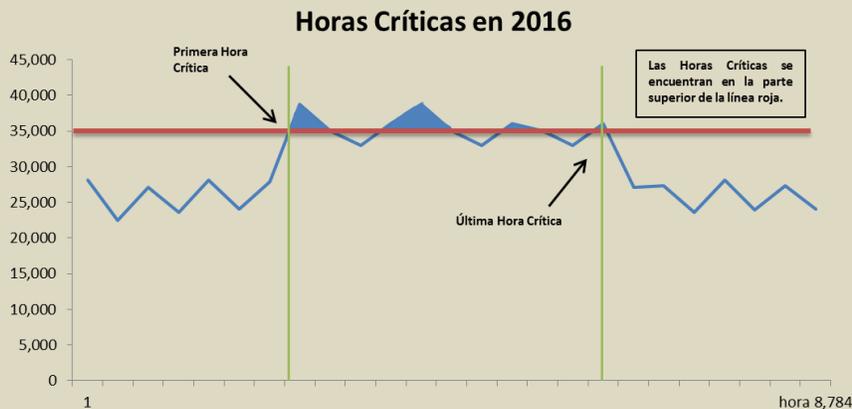
Ejemplo 1

Identificación de Horas Críticas

En enero de 2018 el CENACE debe identificar las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2017 (año analizado) en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", para lo cual realiza los siguientes pasos:

Paso 1:

Se identifican las Horas Críticas que ocurrieron en el año anterior al año analizado, para lo cual se consideran las 8,784 horas que conformaron el 2016. Las 100 horas con mayor demanda de energía en la Zona de "Potencia Sistema Interconectado Nacional", en la siguiente gráfica se observan las Horas Críticas de 2016 :



Paso 2:

Durante el año 2016, la primera Hora Crítica ocurrió a las 17:00 hrs. del 30 de abril y la última Hora Crítica ocurrió a las 23:00 hrs. del 15 de septiembre, por lo que el **primer día de cálculo** es el 16 de abril y el **último día de cálculo** es el 29 de septiembre.

Paso 3:

Para identificar las 100 Horas Críticas del año analizado (2017), en la Zona de Potencia “Sistema Interconectado Nacional”, el CENACE deberá determinar las 100 horas con la mayor demanda de energía en dicha Zona de Potencia, entre el 16 de abril (primer día de cálculo) y el 29 de septiembre (último día de cálculo) del año analizado.

Las 100 Horas Críticas del año analizado son las siguientes:

2640	2679	2695	2739	2761	2778	2795	2837	2849	2851
2906	2919	2926	2962	2993	2998	3004	3044	3078	3115
3156	3199	3251	3304	3333	3337	3358	3377	3426	3428
3464	3477	3491	3549	3615	3686	3748	3758	3799	3830
3886	3951	3968	3992	4065	4078	4083	4104	4150	4170
4248	4324	4378	4428	4485	4514	4536	4603	4691	4718
4788	4855	4879	4913	4946	4995	5010	5014	5075	5122
5129	5175	5223	5299	5332	5373	5390	5481	5501	5508
5562	5658	5678	5709	5716	5772	5821	5852	5919	5947
5952	5955	6038	6139	6159	6177	6228	6337	6425	6457

En la siguiente gráfica se observan las Horas Críticas del año analizado:



Como puede verse en la gráfica, existen horas de máxima demanda antes y después de la primer y última horas críticas, respectivamente. Sin embargo, no son consideradas en el cálculo de las Horas Críticas del año analizado.

Nota: Las gráficas no necesariamente son representativas de los datos mostrados, se incluye únicamente como referencia visual.

2.4.6 Reglas de identificación de Horas Críticas a partir del año 2018:

- (a) Para calcular las Horas Críticas se tomarán las 100 horas con el menor nivel de reservas de generación.

$$HC_{zp,a} = \min_{100}[(rg_{h \in a,zp})]$$

Dónde:

$HC_{zp,a}$ = 100 Horas Críticas en una Zona de Potencia zp , en un año a .

$rg_{h \in a,zp}$ = Nivel de reservas de generación, para cada hora h del año, en una Zona de Potencia zp .

- (b) El nivel de reservas de generación para cada hora será igual a la “generación disponible total” menos la “demanda firme”.

$$rg_{h \in a,zp} = gdt - df \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$$

Dónde:

$rg_{h \in a,zp}$: reservas de generación, para cada hora h del año a , en una Zona de Potencia zp , medida en MW.

$gdt_{h \in a,zp}$: generación disponible total en cada hora h del año a , en una Zona de Potencia zp .

$df_{h \in a,zp}$: demanda firme en cada hora h del año a , en una Zona de Potencia zp .

Para tal efecto:

- (c) La “**generación disponible total**” en la Zona de Potencia, utilizada para considerar las 100 Horas Críticas, se calculará como la “capacidad disponible” más la “capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia.”

$$gdt_{h \in a,zp} = cd + cdi \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$$

Dónde:

$gdt_{h \in a,zp}$: generación disponible total, para cada hora h del año a , en una Zona de Potencia zp , medida en MW.

$cd_{h \in a,zp}$: capacidad disponible en cada hora h del año a , en una Zona de Potencia zp .

$cdi_{h \in a,zp}$: capacidad disponible de importación en cada hora h del año a , en una Zona de Potencia zp .

Donde:

- (i) La “**capacidad disponible**” se calculará como la suma de la Disponibilidad de Producción de Energía, definida en el numeral 6.3, de todas las Unidades de Central Eléctrica en cada hora del año.

$$cd_{h \in a, zp} = \sum DPE \quad \forall u, h \in a, zp \quad [MW]$$

Dónde:

$cd_{h \in a, zp}$: capacidad disponible para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp . Medida en MW.

DPE : Disponibilidad de Producción de Energía de las Unidades de Central Eléctrica, para cada hora h del año a , en una Zona de Potencia.

- (ii) La “**capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia**” en cada hora del año, será la suma, respecto a todas las áreas externas a la Zona de Potencia, de la menor entre:
- (A) la capacidad máxima de importación hacia la Zona de Potencia usada por el CENACE en su modelo del Sistema Eléctrico Nacional para determinar precios y despacho en el Mercado de Tiempo Real en la hora respectiva; y
 - (B) Las reservas de generación en el área externa, o su equivalente, en la hora respectiva.

$$cdi_{zp, h \in a} = \min[cmi, rgx] \quad \forall h \in a, zp \quad [MW]$$

Dónde:

$cdi_{zp, h \in a}$: capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia, para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp , medida en MW.

cmi : capacidad máxima de importación para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp , en el Mercado de Tiempo Real TR .

rgx : reservas de generación en el área externa, o su equivalente para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp .

- (d) La “**demanda firme**” se calculará para la Zona de Potencia y hora en cuestión, como:
- (i) La demanda total observada, que se calcula por balance (generación más importaciones menos exportaciones); menos
 - (ii) Las capacidades máximas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que participen en el Mercado de Tiempo Real, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada; más
 - (iii) La cantidad de Recursos de Demanda Controlable Garantizada que haya despachado el CENACE, ajustadas por pérdidas estimadas aplicadas en el proceso de liquidación, a fin de reflejar la generación evitada.

$$df_{h \in a, zp} = [dt_{h \in a, zp} - CapMaxRDC + RDCd] \quad \forall h \in a, zp \quad MW]$$

Dónde:

$df_{h \in a, zp}$: demanda firme para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp , medida en MW.

$dt_{h \in a, zp}$: demanda total para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp .

CapMaxRDC: Capacidad Máxima de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que participan en el Mercado de Tiempo Real, ajustadas por pérdidas estimadas a fin de reflejar la generación evitada.

RDCd= Recursos de Demanda Controlable Garantizada despachados para cada hora h que pertenece a un año a , en una Zona de Potencia zp .

Ejemplo 2

Identificación de Horas Críticas

En enero de 2019 el CENACE debe identificar las 100 Horas Críticas ocurridas en el año 2018 (año analizado) en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", para lo cual realiza los siguientes pasos:

Paso 1:

Se identifican las Horas Críticas que ocurrieron en el año anterior al año analizado, para lo cual se consideran las 8,760 horas que conformaron el 2017. Las 100 horas con mayor demanda de energía en la Zona de "Potencia Sistema Interconectado Nacional", en la siguiente gráfica se observan las Horas Críticas de 2017:



Paso 2:

Durante el año 2017, la primera Hora Crítica ocurrió a las 20:00 hrs. del 6 de enero y la última Hora Crítica ocurrió a las 23:00 hrs. del 10 de diciembre, por lo que el **primer día de cálculo** es el 1 de enero y el **último día de cálculo** es el 24 de diciembre.

Paso 3:

Para identificar las 100 Horas Críticas del año analizado (2018), en la Zona de Potencia “Sistema Interconectado Nacional”, el CENACE deberá determinar las 100 horas con las menores reservas de generación en dicha Zona de Potencia, entre el 1 de enero (primer día de cálculo) y el 24 de (último día de cálculo) del año analizado.

Las Horas Críticas del año analizado son las siguientes:

721	806	824	844	938	975	982	1049	1071	1108
1127	1139	1152	1169	1174	1206	1228	1241	1264	1289
1294	1325	1346	1358	1375	1406	1428	1446	1464	1487
1507	1528	1543	1567	1580	1601	1618	1633	1644	1667
1681	1697	1715	1731	1745	1772	1785	1805	1879	1905
1990	2148	2252	2386	2499	2554	2693	2754	2791	2893
2852	304	3115	3185	3497	3513	3572	3595	3623	3644
3724	3921	4101	4202	4390	4475	4521	4602	4788	49085
5023	5049	5190	5286	5341	5496	5589	5602	5784	5808
5908	6005	6084	6128	6175	6208	6287	6294	6302	6399

En la siguiente gráfica se observan las Horas Críticas del año analizado:



Nota: Las gráficas no necesariamente son representativas de los datos mostrados, se incluye únicamente como referencia visual.

2.5 Cálculo de la Demanda de Horas Críticas para cada ERC, en cada Zona de Potencia

2.5.1 Al determinar la Demanda de Horas Críticas de una ERC, el CENACE calculará la demanda de energía por retiros promedio de la ERC (medida en MWh) en cada una de las Horas Críticas, usando los datos históricos disponibles para el CENACE, considerando lo siguiente:

- (a) La “demanda de energía” se calculará por retiros, por lo cual será equivalente a la suma entre las compras para Centros de Carga a nivel transmisión en su Punto de Entrega, y las compras para Centros de Carga a nivel de distribución, al Punto de Entrega asociada con cada zona de carga. Las cantidades de MWh para este cálculo deberán ser iguales a las cantidades de energía comprada para fines de liquidación del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- (b) A lo anterior, se restará la capacidad disponible de Recursos de Demanda Controlable Garantizadas que no fueran activadas. No habrá ajuste por pérdidas asociadas con dichos recursos.
- (c) No se hace ningún ajuste para demanda no suministrada resultante de la activación de Recursos de Demanda Controlable. De este modo, cuando los Recursos de Demanda Controlable se activen en una Hora Crítica, la demanda considerada de la ERC que suministra a los Recursos de Demanda Controlable es correspondiente menor que si ese Recurso no fuera activado.
- (d) En cualquier Hora Crítica donde un sistema de Abasto Aislado no esté interconectado con el Sistema Eléctrico Nacional, la carga de la ERC desde los Centros de Carga en el sistema de Abasto Aislado se considerará con valor de cero (0), para fines del cálculo de su Demanda en Horas Críticas.
- (e) Cuando una Zona de Potencia considerada tiene Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de ella, aun así todos los Centros de Carga suministrados por una ERC en la Zona de Potencia considerada cuentan a favor de la carga de Horas Críticas de la ERC, incluyendo los Centros de Carga en Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.

$$DHC_{e,zp,a} = \frac{\sum_{h \in H} e [Da + RDCGna]}{100} \forall zp, a$$

Donde:

$DHC_{e,zp,a}$: Demanda en Horas Críticas para una Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a , medida en MW.

Da = Demanda de energía para una Entidad Responsable de Carga en una Zona de Potencia zp , en un año a , medida en MWh.

RDCna = Capacidad de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no activadas para una Zona de Potencia z_p , en un año a , medida en MWh.

Ejemplo 3

Demanda en Horas Críticas

El CENACE debe calcular la Demanda en Horas Críticas (DHC) de la Entidad Responsable de Carga "Suministro de Electricidad de México"*, en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" en el año 2017. Con base en las Horas Críticas calculadas en el ejemplo 1, el CENACE calcula que:

- Demanda de energía en las Horas Críticas $\sum_{h \in H} e(Da)$: 1,200 MWh.
- Recursos de Demanda Controlable Garantizados no activados en las Horas Críticas $\sum_{h \in H} e(RDCGna)$: 200 MWh.

La Demanda en Horas Críticas de la ERC "Suministro de Electricidad de México, S.A. de C.V." es:

$$DHC_{e,zp,a} = \frac{[1,200 + 200]}{100}$$
$$DHC_{e,zp,a} = 14 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la Demanda en Horas Críticas (DHC) para la ERC "Suministro de Electricidad de México" en la Zona de Potencia Sistema Interconectado Nacional en el año analizado, es de 14 MW.

*Empresa ficticia usada con fines ilustrativos.

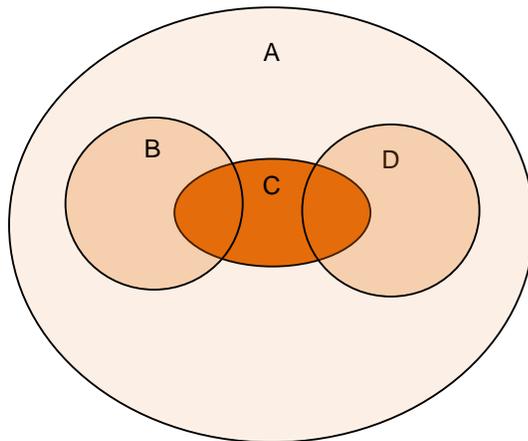
CAPÍTULO 3

Zonas de Potencia

3.1 Definición y Cambios a las Zonas de Potencia

- 3.1.1** Cada Zona de Potencia consiste de un grupo específico de NodosP que están directamente interconectados entre sí. Una Zona de Potencia nunca puede incluir NodosP de más de un sistema interconectado.
- 3.1.2** Una sola Zona de Potencia puede tener una o más Zonas de Potencia contenidas dentro de ella que se conocen como Zonas de Potencia Anidadas. Es posible tener capas múltiples de anidamiento, es decir Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo.
- 3.1.3** Las Zonas de Potencia no pueden estar contenidas parcialmente dentro de una Zona de Potencia y parcialmente contenidas dentro de otra Zona de Potencia. Esta prohibición se muestra en la Figura 1, donde no está permitida la Zona de Potencia C:

Figura 1: Zona de Potencia No Permitida



- 3.1.4** Como mínimo, habrá una Zona de Potencia separada para cada sistema interconectado. A la publicación del presente Manual, las Zonas de Potencia serán los sistemas interconectados, es decir una Zona de Potencia para el Sistema Interconectado Nacional, una Zona de Potencia para el Sistema Interconectado Baja California y una Zona de Potencia para el Sistema Interconectado Baja California Sur.
- 3.1.5** El CENACE podrá establecer Zonas de Potencia adicionales dentro de los sistemas interconectados. Adicionalmente, cuando se establezcan dichas Zonas de Potencia, el CENACE

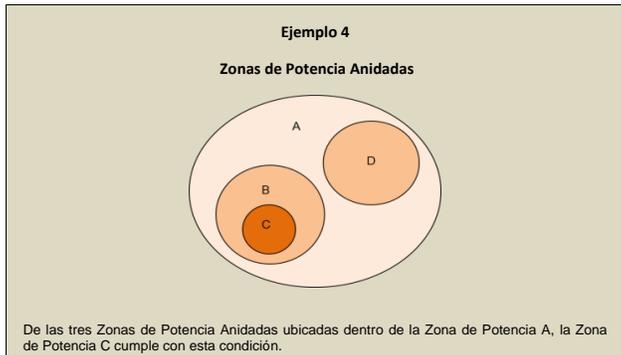
podrá cambiar el grupo de NodosP que conforman una Zona de Potencia, eliminar una Zona de Potencia o añadir Zonas de Potencia adicionales.

3.1.6 La CRE deberá aprobar la creación o eliminación de Zonas de Potencia que proponga el CENACE.

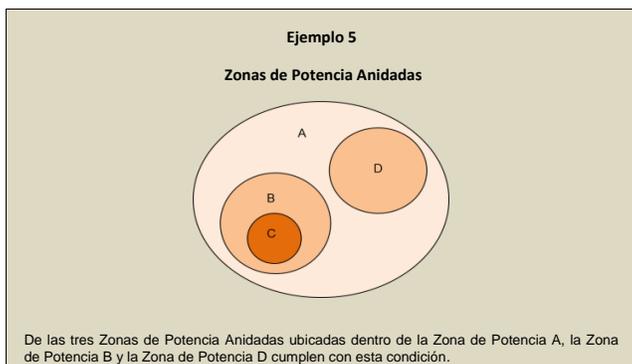
3.2 Zona de Potencia Anidada Un Nivel Abajo

3.2.1 Todas las Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de una Zona de Potencia considerada se identifican de acuerdo a lo siguiente:

- (a) Las Zonas de Potencia Anidadas que estén ubicadas dentro de una Zona de Potencia Anidada Arriba donde esa Zona de Potencia Anidada Arriba en sí esté ubicada dentro de la Zona de Potencia considerada Arriba de ella.

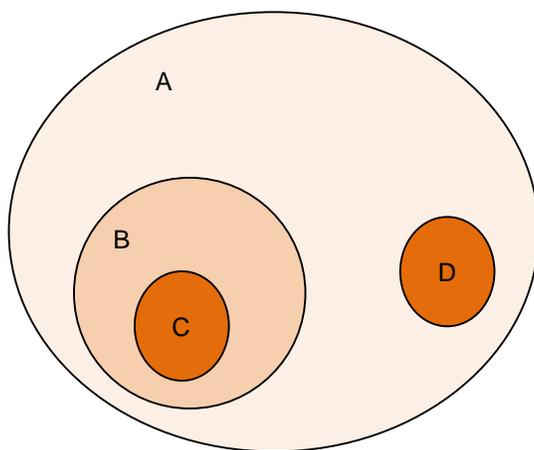


- (b) Las Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada que no caigan en la agrupación del inciso (a).



- 3.2.2** La Potencia Entregada, producida o que se adquiere, en una Zona de Potencia Anidada es considerada para el Requisito Mínimo de Potencia y el Requisito de Potencia Eficiente con base a uno por cada MW tanto en la Zona de Potencia Anidada como en todas las Zonas de Potencia Anidadas Arriba donde se encuentra la Zona de Potencia Anidada. Por ejemplo, en **la Figura 2**, la Potencia Entregada producida en la Zona de Potencia C cuenta a favor de un Requisito Mínimo de Potencia de la ERC y para el Requisito de Potencia Eficiente en las Zonas de Potencia A, B, y C.

Figura 2: Zonas de Potencia Anidadas



3.3 Programa para crear o eliminar Zonas de Potencia:

- 3.3.1** El CENACE podrá establecer o modificar Zonas de Potencia a más tardar en el mes de mayo del año en que las zonas aplicarán. Por ejemplo, antes del mes de mayo de 2017, el CENACE podrá agregar Zonas de Potencia al Sistema Eléctrico Nacional que serán utilizados para los requisitos de Potencia aplicables al año 2017.
- 3.3.2** Posterior al primer año del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE seguirá un programa para reevaluar las Zonas de Potencia cada tercer año. El programa deberá estar alineado con los años en que el CENACE identifique las Tecnologías de Generación de Referencia.

3.4 Evaluación y reevaluación de las Zonas de Potencia

- 3.4.1** El CENACE identificará conjuntos potenciales de NodosP que sean candidatos para Zonas de Potencia. Estos conjuntos de NodosP deben alinearse con las fronteras naturales en la topología de la red física en el Sistema Eléctrico Nacional, y/o coincidir con las áreas

monitoreadas por los centros regionales de control del CENACE, ya sea porque los conjuntos de NodosP puedan provocar congestión en la Red Nacional de Transmisión o Redes Generales de Distribución, o por Confiabilidad.

- 3.4.2** Únicamente habrá Zonas de Potencia en partes de sistemas interconectados donde la demanda local, la capacidad de generación total y la capacidad de transmisión resulte en un requisito específico para las fuentes de generación ubicadas en la Zona de Potencia. El CENACE seguirá los siguientes pasos para evaluar todas las Zonas de Potencia candidatas y todas las Zonas de Potencia existentes sujetas a evaluación o reevaluación para el año inicial en el que aplicaría el cambio de Zonas de Potencia y para los dos años siguientes:
- (a) Basará su modelado en los valores pronosticados de demanda y capacidad de generación en el "Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas".
 - (b) Estimaré la Demanda de Horas Críticas para la Zona de Potencia considerada.
 - (c) Estimaré la Potencia Entregada dentro de la Zona de Potencia considerada.
 - (d) Estimaré la "capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia" en los términos del numeral 2.4.6 (c) (ii) del presente Manual; ajustada para los cambios considerados al SEN para los años considerados.
 - (e) Para la Zona de Potencia considerada, sumaré la Potencia Entregada del inciso (c) y la capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia del inciso (d). El CENACE dividirá esta suma entre la Demanda de Horas Críticas del inciso (b) y restará 1 para calcular el margen de reserva esperado en términos del requisito de Potencia.
 - (f) Si para un candidato a Zona de Potencia considerado, el margen de reserva esperado calculada en el inciso [jError! No se encuentra el origen de la referencia.\(e\)](#) anterior es menor o igual al margen de reserva eficiente en términos del requisito de Potencia para cualquiera de los tres años considerados en el presente numeral, entonces el CENACE sumará la nueva Zona de Potencia considerada como Zona de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional.
- 3.4.3** Si para una Zona de Potencia que se esté considerando para eliminación, la tasa calculada en el numeral [jError! No se encuentra el origen de la referencia.3.4.2 \(e\)](#) es mayor a 1.5 veces margen de reserva eficiente en términos del requisito de Potencia menos el margen de reserva mínimo en términos del requisito de Potencia para cada uno de los tres años de generación eléctrica, entonces la Zona de Potencia será eliminada.
- 3.4.4** El motivo para el umbral de tasas diferente entre los dos numerales anteriores, es para crear una banda muerta, lo que haría potencialmente menos probable la creación y eliminación frecuente de la misma Zona de Potencia debido a que dicha tasa para una Zona de Potencia oscila alrededor de lo que podría ser un criterio de tasa única sin la zona muerta.
- 3.4.5** El CENACE podrá modificar, con la aprobación de la CRE, las tasas especificadas en los numerales 8.3.3.

- 3.4.6** La Secretaría restará las importaciones desde los sistemas eléctricos vecinos de los márgenes de reservas indicativos, cuando dicho ajuste corresponda a la Política Pública de Confiabilidad. Por lo tanto el CENACE no deberá incluir estas importaciones dentro de la "capacidad disponible de importación hacia la Zona de Potencia" al evaluar dichas Zonas de Potencia.
- 3.4.7** El CENACE deberá tratar de anticipar e incluir cualquier cambio en las Zonas de Potencia que determine como adecuado para años futuros, es decir, posteriores al año próximo siguiente. Por ejemplo, es posible que se sepa que dos sistemas interconectados se conectarán en un año futuro, y el CENACE pueda incluir los cambios apropiados a Zonas de Potencia para ese año futuro. Para evitar dudas, cualquier cambio que el CENACE realice por anticipado a las Zonas de Potencia en años futuros será presentado únicamente con fines informativos, y no se confirmarán hasta que se publique inmediatamente antes del año correspondiente, conforme al numeral 3.5.

Ejemplo 6

Anticipación a cambios futuros en las Zonas de Potencia

En el año 2018, el CENACE considera que en agosto de 2022 se conectará el Sistema Interconectado Baja California con el Sistema Interconectado Nacional, por lo que el CENACE incluirá las nuevas Zonas de Potencia anticipadas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en términos de sus NodosP constituyentes y un mapa del SEN que indique dónde se ubican las Zonas de Potencia en ese año.

- 3.4.8** El CENACE, a su discreción, podrá reevaluar las definiciones de las Zonas de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional antes del tercer año, pero debe hacerlo solo en aquellos casos en los que crea que sería un riesgo para el Sistema Eléctrico Nacional esperar hasta la siguiente reevaluación programada según el numeral 3.2.2. El CENACE deberá comunicarle a la CRE el motivo de la reevaluación extraordinaria de las Zonas de Potencia.
- 3.4.9** Si dos sistemas interconectados se interconectan de tal modo que forman un solo sistema interconectado, entonces ocurrirá lo siguiente:
- (i) El nuevo sistema interconectado se convertirá en una Zona de Potencia a partir del primer año siguiente al año en el que la interconexión entre en operación comercial, a menos que dicha operación comercial ocurra con anterioridad a la primera Hora Crítica del año en cualquiera de los dos sistemas, en cuyo caso el nuevo sistema interconectado se convertirá en una Zona de Potencia ese mismo año.
 - (ii) El CENACE, a más tardar 8 meses de haber iniciado el año y haber anunciado públicamente su decisión de interconectar a dos sistemas interconectados distintos, deberá analizar si elimina una de las Zonas de Potencia o ambas que coincida(n) con los dos sistemas a ser interconectados.

- (iii) Si los ajustes a las Zonas de Potencia indicados en el presente inciso son para un año que no esté sujeto a la reevaluación requerida del numeral 3.3.2, y los ajustes no fueron anticipados conforme al numeral 3.4.7, entonces el CENACE únicamente deberá reevaluar las dos Zonas de Potencia que sean los sistemas a ser interconectados entre sí, a menos que el CENACE considere que también se deban reevaluar otras Zonas de Potencia simultáneamente. No se podrán considerar nuevas Zonas de Potencia (excepto la creación automática de una nueva Zona de Potencia según el inciso (i) en la situación del presente numeral), a menos que el CENACE considere que Zonas de Potencia nuevas deban ser consideradas simultáneamente.

3.5 Publicación de las Zonas de Potencia

3.5.1 La publicación de Zonas de Potencia incluirá al menos la siguiente información:

- (i) Para el siguiente año, los nombres de las Zonas de Potencia y su definición en términos de NodosP (subestaciones), más un mapa del Sistema Eléctrico Nacional que indique dónde se ubican las Zonas de Potencia. En ninguna circunstancia el mapa sustituirá la lista de subestaciones.
- (ii) Si no se anticipa ningún cambio a las Zonas de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional para un año futuro con un horizonte más allá del siguiente año al momento de la publicación, se debe indicar dicho hecho.
- (iii) Si al momento de la publicación se anticipan cambios a las Zonas de Potencia en el Sistema Eléctrico Nacional para un año futuro con un horizonte más allá del siguiente año, el CENACE deberá indicar lo siguiente, por cada año futuro:
 - (A) Las nuevas Zonas de Potencia anticipadas en el Sistema Eléctrico Nacional, en términos de sus NodosP constituyentes.
 - (B) Un mapa del Sistema Eléctrico Nacional que indique dónde se ubican las Zonas de Potencia en ese año.

3.5.2 El CENACE publicará las Zonas de Potencia por lo menos 8 meses antes de que concluya cada año, considerando lo siguiente:

- (i) El CENACE publicará los resultados de las evaluaciones y reevaluaciones de las Zonas de Potencia.
- (ii) Si durante un año el CENACE no llevó a cabo reevaluaciones de las Zonas de Potencia, deberá:
 - (A) confirmar, en su publicación, la continuidad del programa publicado más recientemente para las Zonas de Potencia para años futuros; o
 - (B) publicar cualquier cambio al programa publicado más recientemente para las Zonas de Potencia para años futuros (por ejemplo, si se aplazó la interconexión de dos sistemas interconectados separados), junto con el

motivo para el cambio. Los cambios indicados en este paso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. \(B\)](#) deben limitarse a cancelaciones o aplazamientos de cambios a la Red Nacional de Transmisión en los que se basen los cambios futuros en las Zonas de Potencia.

Ejemplo 7

Publicación de cambios a programas

Considerando el ejemplo 6, en febrero del año 2020 se determina aplazar la interconexión del Sistema Interconectado Nacional con el Sistema Interconectado Baja California contemplada para agosto de ese año, debido a un retraso en las obras desarrolladas, causado por una intensa temporada invernal, por lo que el CENACE deberá publicar dicho cambio al programa para años futuros, así como los motivos que lo ocasionaron.

- 3.5.3** El CENACE deberá coordinarse con la CRE con suficiente anticipación de modo que la CRE pueda revisar los cambios a las Zonas de Potencia que permitan que el CENACE pueda cumplir con la fecha límite de publicación establecida en el presente capítulo.

CAPÍTULO 4

Política de Confiabilidad

4.1 Política de Confiabilidad

4.1.1 La SENER establecerá la Política de Confiabilidad y para dichos fines determinará lo siguiente:

- (a) La Probabilidad de Energía no Suministrada Máxima aceptable (PENS Máxima) para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
- (b) El Valor de la Energía no Suministrada (VENS), que se utiliza para fines de planeación en la presente sección;
- (c) La Probabilidad de Energía no Suministrada Eficiente (PENS Eficiente) para el SEN, que se determina tomando en cuenta el VENS y el costo de la Tecnología de Generación de Referencia;
- (d) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima para los sistemas interconectados, con base en la PENS Máxima, y los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en la PENS Eficiente.

4.1.2 Aplicarán las siguientes disposiciones con respecto a la PENS Máxima:

- (a) La PENS Máxima deberá establecerse para reflejar la política de la SENER en vigor con respecto al nivel de Confiabilidad aceptable en el SEN.
- (b) Excepto en caso de que el numeral [jError! No se encuentra el origen de la referencia.4-2-2](#) indique lo contrario, la PENS Máxima se deberá expresar en términos del porcentaje de horas en que se espera sea reducida involuntariamente la carga con base en la planeación a futuro, por motivos de falta de disponibilidad de energía.
- (c) La PENS Máxima podrá ser especificada alternativamente con base al término "una en X años"; o en aquella forma que la SENER y el CENACE acuerden sea eficiente y conveniente.

4.1.3 Aplicarán las siguientes disposiciones con respecto al Valor de Energía no Suministrada (VENS):

- (a) La SENER podrá determinar el VENS con base en criterios tales como una estimación del costo típico de las reducciones involuntarias de carga para los consumidores afectados, y para la sociedad en general (de ser el caso), los niveles de VENS aplicables internacionalmente a los mercados eléctricos mayoristas, ajustados para el contexto

mexicano, o con cualquier otro criterio que establezca la SENER en la Política de Confiabilidad.

- (b) El VENS se expresará como un valor único en MXN\$/MWh o USD/MWh.
- (c) El VENS aplicará a todas las Zonas de Potencia.
- (d) El VENS determinado para el SEN deberá ser utilizado en el cálculo de la PENS Eficiente, la cual se usa en el cálculo del Nivel de Potencia Eficiente.

4.1.4 Las siguientes disposiciones aplicarán con respecto a la PENS Eficiente, excepto donde la SENER establezca criterios diferentes en la Política de Confiabilidad.

- (a) La PENS Eficiente será determinada con base en el VENS y el costo de las Tecnologías de Generación de Referencia determinado por el CENACE de conformidad con la sección 9.4.2 La PENS Eficiente es aquella que mejor equilibre el valor de no perder carga, contra los costos de instalar capacidad adicional para reducir la probabilidad de perder carga. La SENER identificará el nivel de PENS al punto óptimo donde los costos incrementales de pérdida de carga y de instalación de capacidad son iguales.
- (b) Deberá existir una PENS Eficiente para cada sistema interconectado. Esto significa que, aunque el CENACE identificará una Tecnología de Generación de Referencia por separado para cada Zona de Potencia, la SENER únicamente considerará un solo valor para la PENS Eficiente de cada sistema interconectado.
- (c) La PENS Eficiente debe tener una probabilidad menor a la PENS Máxima. Si la SENER calcula la PENS Eficiente conforme a los pasos anteriores de modo que no se cumpla con esta condición, entonces la SENER debe resolver dicha inconsistencia llevando a cabo una o más de las siguientes acciones de manera razonable hasta que la PENS Eficiente tenga una probabilidad menor a la PENS Máxima:
 - (i) Ajustar (por ejemplo, aumentar) el VENS;
 - (ii) Ajustar (por ejemplo, aumentar) la PENS Máxima, tomando en cuenta las implicaciones y las restricciones de tiempo involucradas dado que los Requisitos Mínimos de Potencia de cada Participante del Mercado serían impactados; y/o
 - (iii) Reevaluar el método para determinar la compensación o selección de la Tecnología de Generación de Referencia.

4.1.5 Las siguientes disposiciones aplicarán a cada uno de los factores de PENS Máxima, VENS y PENS Eficiente:

- (a) La SENER es responsable de determinar el valor de los factores;
- (b) La SENER podrá involucrar al CENACE y/o a consultores expertos independientes para apoyar en la determinación del valor de los factores.

- (c) La SENER debe determinar el valor inicial de los factores al menos con tres meses de anticipación al cierre del año para que se lleve a cabo la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) La SENER deberá revisar el valor de los factores cuando menos cada tercer año a partir de la determinación del valor inicial de los factores, y deberá establecer nuevos valores, o en su defecto, confirmar que los valores seguirán vigentes.
- (e) La SENER deberá comunicar el valor al CENACE inmediatamente tras haber determinado los valores iniciales y subsecuentes. El CENACE deberá llevar a cabo las siguientes acciones:
 - (i) Publicar los valores en el SIM.
 - (ii) Utilizar los nuevos valores en todos los análisis para los que requiera los factores.

4.1.6 La SENER determinará los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del Margen de Reserva y de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del requisito de potencia (VIRPm-MR y VIRPm-RP) y los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente expresada en términos del Margen de Reserva y de la Reserva de Planeación Mínima expresada en términos del requisito de potencia (VIRPe-MR y VIRPe-RP) para cada sistema interconectado. Al respecto, deberá observar las siguientes disposiciones:

- (a) La SENER desarrollará un concepto único de la Reserva de Planeación Mínima para cada sistema interconectado, sin embargo la SENER expresará dicho concepto dos veces para cada sistema interconectado, para expresar la Reserva de Planeación Mínima en términos del Margen de Reserva y en términos del requisito de potencia (VIRPm-MR y VIRPm-RP).

Tanto el VIRPm-MR y el VIRPm-RP corresponderán al mismo nivel de Capacidad Instalada, y por lo tanto al mismo nivel de Confiabilidad.

- (b) La SENER desarrollará un concepto único de la Reserva de Planeación Eficiente indicativa para cada sistema interconectado, sin embargo la SENER expresará dicho concepto dos veces para cada sistema interconectado, para expresar la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva y en términos del Requisito de Potencia (VIRPe-MR y VIRPe-RP).

Tanto el VIRPe-MR y el VIRPe-RP corresponderán al mismo nivel de Capacidad Instalada, y por lo tanto al mismo nivel de Confiabilidad.

- (c) La indicación de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva (VIRPm-MR y VIRPe-MR), reflejarán lo siguiente:
 - (i) Cada VIRPm-MR y VIRPe-MR se indica como porcentaje de la demanda máxima del sistema interconectado respectivo.

- (ii) La demanda máxima incluye la energía consumida por pérdidas, por lo cual se calcula por balance (suma de generación menos importaciones netas).
 - (iii) Se basa en la Capacidad Instalada de generación (capacidad de placa).
 - (iv) El VIRPm-MR y VIRPe-MR son el nivel de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Eficiente que, al ser cumplidos por la Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado, se espera resulten en la PENS Máxima y PENS Eficiente, respectivamente, en el sistema interconectado. Por ejemplo: (la demanda máxima en el sistema interconectado multiplicada por (1 más VIRPm-MR) equivale al nivel de Capacidad Instalada en el sistema interconectado que se espera resulte en la PENS Máxima en la Zona de Potencia); y, (la demanda máxima en el sistema interconectado multiplicada por (1 más VIRPe-MR) equivale al nivel de Capacidad Instalada en el sistema interconectado que se espera resulte en la PENS Eficiente en la Zona de Potencia).
 - (v) Cabe señalar que se pretende que el VIRPm-MR y el VIRPe-MR se indiquen en línea con el concepto de margen de reserva utilizado a nivel internacional, en la planeación de sistemas eléctricos a fin de facilitar la comparación de resultados con otras jurisdicciones y la compatibilidad con la literatura y metodologías comúnmente utilizadas.
- (d) La indicación de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente como VIRPm-RP y VIRPe-RP, respectivamente, reflejarán lo siguiente:
- (i) Cada VIRPm-MR y VIRPe-MR se indica como porcentaje de la demanda promedio en Horas Críticas total de las ERCs en el sistema interconectado respectivo.
 - (ii) La demanda no incluye la energía consumida por pérdidas antes de su venta a las Entidades Responsables de Carga, por lo cual se calcula por retiros (suma de ventas del CENACE a las Entidades Responsables de Carga).
 - (iii) Se basa en la Capacidad Entregada de generación (Potencia entregada).
 - (iv) El VIRPm-MR y VIRPe-MR son el nivel de los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Eficiente que, al ser cumplidos por la Potencia Entregada en el sistema interconectado, se espera resulten en la PENS Máxima y PENS Eficiente respectivamente, en el sistema interconectado. Por ejemplo: (la Demanda en Horas Críticas en el sistema interconectado multiplicada por (1 más el VIRPm-MR) equivale al nivel de Potencia Entregada en la Zona de Potencia que se espera resulte en la PENS Máxima en el sistema interconectado); y (la Demanda en Horas Críticas en el sistema interconectado multiplicada por (1 más el VIRPe-MR) equivale al nivel de Potencia Entregada en la Zona de Potencia que se espera resulte en la PENS Eficiente en el sistema interconectado).

(v) Cabe señalar que el VIRPm-RP y VIRPe-RP permiten el uso de dichos valores directamente en la Resolución RES/916/2015 para el cálculo de requisitos de Potencia.

(e) Los valores de VIRPm-MR y el VIRPm-RP en un sistema interconectado deben ser menores a los valores de VIRPe-MR y VIRPe-RP, respectivamente. La metodología utilizada por la SENER para determinar los porcentajes de indicativos de la Reserva de Planeación Mínima y de la Reserva de Planeación Eficiente debe ser una donde al ingresar una PENS se produzca un menor porcentaje de reserva de planeación, todas las demás cosas siendo iguales. Con una metodología tal, dado el hecho de que el numeral [\[Error! No se encuentra el origen de la referencia.4-1-4\(ε\)\]](#) requiere que la PENS Eficiente sea menor a la PENS Máxima, el VIRPm-MR y el VIRPm-RP serán menores al VIRPe-MR y al VIRPe-RP, respectivamente, para cada sistema interconectado.

(f) La SENER podrá involucrar al CENACE y/o a consultores externos independientes determinar el VIRPm-MR y el VIRPm-RP) y el VIRPe-MR y el VIRPe-RP.

4.1.7 El VIRPm-MR, VIRPm-RP, VIRPe-MR, y VIRPe-RP en cada sistema interconectado para un año deberán ser notificados por la SENER al CENACE por lo menos con tres meses de anticipación al inicio de dicho año, y para el año 2016, por lo menos tres meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia y el CENACE publicará dichos valores en el Sistema de Información del Mercado en un plazo no mayor a 1 día después de su cálculo.

4.2 Porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente

4.2.1 La CRE deberá establecer los Criterios de Confiabilidad en el Código de Red, tomando en cuenta la Política de Confiabilidad emitida por la SENER.

4.2.2 Es responsabilidad de la CRE determinar los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima (RPm) y Reserva de Planeación Eficiente (RPe) en cada sistema interconectado por lo menos un mes antes del inicio de cada año.

4.2.3 Al establecer los porcentajes a los que se refiere el apartado anterior, la CRE deberá considerar el cumplimiento de lo siguiente:

(a) Los valores de RPm de la CRE son directamente comparables a la reserva de planeación indicativa de la SENER como a los valores VIRPm-RP (mas no aquellos indicados como los valores VIRPm-MR), dado que la Resolución RES/916/2015 de la CRE, no incluye factores para convertir entre términos de Margen de Reserva y términos de requisitos de Potencia;

(b) Los valores de RPe de la CRE son directamente comparables a la reserva de planeación indicativa de la SENER como a los valores VIRPe-RP (mas no aquellos indicados como los valores VIRPe-MR), dado que la Resolución RES/916/2015 de la CRE, no incluye factores para convertir entre términos de margen de reserva y términos de requisitos de Potencia;

- (c) Los valores de R_{Pm} y R_{Pe} determinados por la CRE deberán ser aquellos que se necesiten para lograr la PENS Máxima y la PENS Eficiente, respectivamente.

4.3 Estudios técnicos del CENACE para el cálculo de porcentajes zonales

4.3.1 Antes de cada año calendario, el CENACE llevará a cabo estudios técnicos para calcular los requerimientos específicos de Potencia Entregada para cada Zona de Potencia, con el fin de alcanzar los niveles de Confiabilidad establecidos en la Política de Confiabilidad de la SENER.

- (a) El CENACE deberá completar dichos estudios y entregárselos a la CRE y a la SENER por lo menos 2 meses antes de que concluya el año.
- (b) Estos estudios cubrirán los siguientes siete años calendario.
- (c) Estos estudios considerarán la Potencia Entregada que las Entidades Responsables de Carga deberán adquirir en una Zona de Potencia con el fin de cumplir con los niveles de Confiabilidad establecidos en la Política de Confiabilidad de la SENER.
- (d) Estos estudios evaluarán si deberían añadirse Zonas de Potencia nuevas o si deberían modificarse o eliminarse Zonas de Potencia existentes. El procedimiento para evaluar o reevaluar las Zonas de Potencia aparece en el numeral 3.4.2
- (e) Estos estudios están sujetos a la aprobación de la CRE.

4.3.2 Al llevar a cabo los estudios técnicos de Potencia Entregada que se mencionan en el numeral anterior, el CENACE deberá determinar para el siguiente año los porcentajes recomendados para el requerimiento de Potencia Entregada que las Entidades Responsables de Carga deberán adquirir en una Zona de Potencia y que haya sido producida por las Unidades de Central Eléctrica o por reducción en el consumo de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada ubicados en dicha Zona de Potencia. Los porcentajes son recomendaciones para los valores de $PZRPE_{zp,a}$ utilizados para determinar el Requisito Mínimo de Potencia y el Requisito de Potencia Eficiente.

4.4 Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada

4.4.1 Con el soporte técnico del CENACE, incluyendo, de ser necesario, los estudios técnicos que se mencionan en la sección [iError! No se encuentra el origen de la referencia.4-3](#), la CRE determinará el Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada ($PZRPE_{zp,a}$) para cada Zona de Potencia antes de cada año calendario.

4.4.2 Aunque los estudios técnicos hechos por el CENACE de conformidad con el numeral 4.3 incluirán una recomendación para cada $PZRPE_{zp,a}$, la CRE determina el $PZRPE_{zp,a}$, por lo que el $PZRPE$ de la CRE puede diferir de la recomendación hecha por el CENACE.

4.4.3 El $PZRPE_{zp,a}$ debe ser del 100% para aquellas Zonas de Potencia que en sí sean sistemas interconectados.

- 4.4.4** Además de determinar los valores de $PZRPE_{zp,a}$ para el siguiente año, la CRE también determinará los valores estimados del $PZRPE_{zp,a}$ para los tres años posteriores al año calculado para que el CENACE y los Participantes del Mercado realicen su planeación. Estos valores son indicativos, por lo que se sustituirán cada año por los valores que se determinan para cada año de conformidad con el numeral [jError! No se encuentra el origen de la referencia.4.4.1.](#)
- 4.4.5** Por ser un procedimiento anual, el $PZRPE_{zp,a}$ de un sistema interconectado puede cambiar de año a año.
- 4.4.6** Una vez determinados, la CRE deberá informar al CENACE de los valores de los numerales [jError! No se encuentra el origen de la referencia.4.4.1](#) y 4.4.4, y el CENACE publicará inmediatamente los valores en el SIM.

CAPÍTULO 5

Requerimientos Regulatorios de las Entidades Responsables de Carga

5.1 Requisito Mínimo de Potencia y Obligación Mínima de Potencia

5.1.1 La CRE establecerá la función que determine el Requisito Mínimo de Potencia para las ERCs, medidos en MW.

5.1.2 De acuerdo con la resolución RES/916/2015 de la CRE, la función que determina el requisito mínimo de adquisición de Potencia es:

$$RERC_{zpk,q} = \left(1 + \frac{RTG}{100}\right) (DP_{zpk}) [MW]$$

5.1.3 Para efectos del presente Manual se establece que:

- (a) $RERC_{zpk,q}$ es igual a $RMP_{e,zp,a}$, donde RMP significa Requisito Mínimo de Potencia para la Entidad Responsable de Carga e , en la Zona de Potencia zp , en el año a .
- (b) DP_{zpk} es igual a $DHC_{e,zp,a}$, donde DHC significa Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e , en la Zona de Potencia zp , en el año a .
- (c) $\left(\frac{RTG}{100}\right)$ es igual a $RPm_{zp,a}$, donde Rpm significa Reserva de Planeación Mínima para la Zona de Potencia zp , en el año a .
- (d) De conformidad con la resolución citada en el numeral anterior, a partir del 1 de enero de 2016, las únicas Zonas de Potencia son los sistemas interconectados, por lo que la fórmula RERC no incluye un término para el Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada ($PZRPE_{zp,a}$), debido a que el PZRPE es automáticamente el 100% para sistemas interconectados. No obstante, cuando la CRE apruebe Zonas de Potencia dentro de un sistema interconectado, deberá actualizar sus fórmulas para incluir dicho requisito.

5.1.4 De acuerdo con lo anterior, el cálculo del Requisito Mínimo de Potencia se realizará conforme a la siguiente fórmula y será expresado en MW:

$$RMP_{e,zp,a} = DHC_{e,zp,a} * (1 + RPm_{zp,a}) * PZRPE_{zp,a}$$

Dónde:

$RMP_{e,zp,a}$: Requisito Mínimo de Potencia para la Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a .

$DHC_{e,zp,a}$: Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a .

$RPm_{k,a}$: Reserva de Planeación Mínima para la Zona de Potencia zp , en el año a .

$PRPE_{zp,a}$: Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada para la Zona de Potencia zp , en el año a .

- 5.1.5 El CENACE ejecutará el cálculo de la función $RMP_{e,zp,a}$, para determinar la Obligación Mínima de Potencia de cada Entidad Responsable de Carga. Es decir que el valor que resulte de la aplicación de la función $RMP_{e,zp,a}$, será considerado la Obligación Mínima de Potencia expresada en MW.

$$OMP_{e,zp,a} = RMP_{e,zp,a} \quad [MW]$$

Dónde:

$OMP_{e,zp,a}$ = Obligación Mínima de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a , medida en MW.

$RMP_{e,zp,a}$ = Requisito Mínimo de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a .

Ejemplo 8

Obligación Mínima de Potencia

Con base en la Demanda en Horas Críticas calculada en el ejemplo 3, el CENACE debe estimar la Obligación Mínima de Potencia para la ERC "Suministro de Electricidad de México", en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", en el año 2017. Para realizar el cálculo, el CENACE tiene los siguientes datos:

- Demanda en Horas Críticas (DHC): 14 MW
- Reserva de Planeación Mínima (RPM): 0.12
- Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada (PZRPE): 1

La fórmula para el cálculo del RMP es la siguiente:

$$RMP_{e,zp,a} = DHC_{e,zp,a} * (1 + RPm_{zp,a}) * PZRPE_{zp,a}$$
$$RMP_{e,zp,a} = OMP_{e,zp,a}$$

Al sustituir los datos de la fórmula del RMP, se obtiene la Obligación Mínima de Potencia OMP:

$$OMP_{e,zp,a} = 14 * (1 + 0.12) * 1$$
$$OMP_{e,zp,a} = 15.68 \text{ MW}$$

Por lo tanto, la Obligación Mínima de Potencia (OMP) para la ERC "Suministro de Electricidad de México" en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional", en el año analizado es de 15.68 MW.

5.2 Requisito de Potencia Eficiente y Obligación de Potencia Eficiente

5.2.1 La CRE establecerá una función que determine el Requisito de Potencia Eficiente para las ERCs, medidos en MW.

5.2.2 Se considerará aplicable la RES/916/2015 de la CRE, en tanto no se emita otra resolución específica para el Requisito de Potencia Eficiente, por lo que la función que determina el Requisito de Potencia Eficiente es:

$$ReERC_{zpk,q} = \left(1 + \frac{RTGE}{100}\right) (DP_{zpk}) [MW]$$

5.2.3 Para efectos del presente Manual se establece que:

- $ReERC_{zpk,q}$ es igual a $RPE_{e,zp,a}$, donde RPE significa Requisito de Potencia Eficiente para la Entidad Responsable de Carga e , en la Zona de Potencia zp , en el año a .
- DP_{zpk} es igual a $DHC_{e,zp,a}$, donde DHC significa Demanda en Horas Críticas para la Entidad Responsable de Carga e , en la Zona de Potencia zp , en el año a .
- $\left(\frac{RTGE}{100}\right)$ es igual a $RPe_{zp,a}$, donde RPe significa Reserva de Planeación Eficiente para la Zona de Potencia zp , en el año a .
- De conformidad con la resolución citada en el numeral anterior, a partir del 1 de enero de 2016, las únicas Zonas de Potencia son los sistemas interconectados, por lo que la fórmula ReERC no incluye un término para el Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada ($PZRPE_{zp,a}$), debido a que el $PZRPE_{zp,a}$ es automáticamente el 100% para sistemas interconectados. No obstante, cuando la CRE apruebe Zonas de Potencia dentro de un sistema interconectado, deberá actualizar sus fórmulas para incluir dicho requisito.

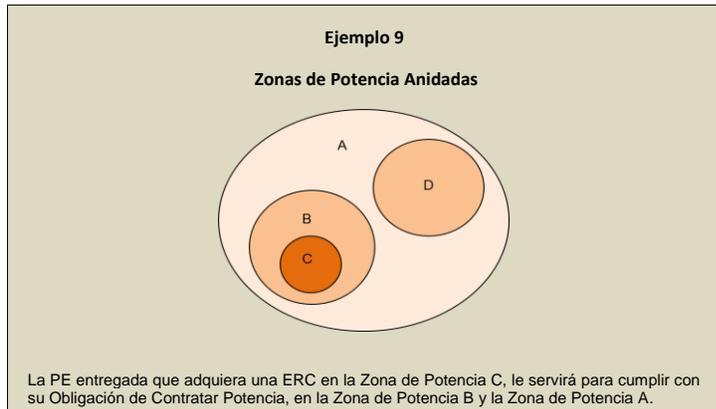
- 5.2.4** De acuerdo con lo anterior, el cálculo del Requisito de Potencia Eficiente, se realizará conforme a la siguiente fórmula y será expresado en MW:

$$RPE_{e,zp,a} = DHC_{e,zp,a} * (1 + RPe_{zp,a}) * PZRPE_{zp,a}$$

El valor PZRPE_{zp,a} deberá ser el mismo al utilizado en el numeral 5.2.4.

5.3 Requisito de Contratar Potencia

- 5.3.1** La CRE establece y regula los Requisitos de Contratar Potencia, por lo que el presente Manual no discute el contenido de estos requisitos.
- 5.3.2** Los Suministradores tendrán el Requisito de Contratar Potencia, por lo que deberán suscribir Contratos de Cobertura Eléctrica para adquirir Potencia Entregada cada año por un horizonte determinado de años futuro. Este requisito no aplicará al Generador de Intermediación, el cual participará en el Mercado para el Balance de Potencia por el excedente o déficit que resulte de los Centros de Carga y Unidades de Central Eléctrica que represente.
- 5.3.3** Los Suministradores tienen la obligación de registrar ante el CENACE todos los Contratos de Cobertura Eléctrica para Potencia Entregada que hayan suscrito para cumplir con sus Obligaciones de Contratar Potencia, en los términos del Manual de Prácticas del Mercado correspondiente.
- 5.3.4** Los Contratos de Cobertura Eléctrica para la compraventa de Potencia que celebren los Participantes de Mercado se programan con el CENACE como Transacciones Bilaterales de Potencia (TBPot), con objeto de:
- (a) Que los Emisores de la TBPot reduzcan la cantidad de la Potencia Entregada de sus ofertas de venta al Mercado para el Balance de Potencia.
 - (b) Que los Adquirientes de la TBPot reduzcan la cantidad de sus Obligaciones Netas de Potencia para la compra al Mercado para el Balance de Potencia.
- 5.3.5** En el caso de Zonas de Potencia Anidadas, la Potencia Entregada que adquieran las ERC para una Zona de Potencia Anidada sirve para que dichas ERC cumplan con su Obligación de Contratar Potencia con base a uno por cada MW, tanto en las Zonas de Potencia Anidadas como en todas las Zonas de Potencia Anidadas Arriba.



5.4 Obligación Neta de Potencia

5.4.1 La Obligación Neta de Potencia es igual a la Obligación Mínima de Potencia menos la Potencia Entregada, menos la Potencia adquirida mediante Contratos de Cobertura Eléctrica:

5.4.2 Para una ERC (e) o un Generador (e), la fórmula para la Zona de Potencia (zp) en un año (a) es:

$$ONP_{e,zp,a} = \text{MAX}[0, OMP_{e,zp,a} - PE_{e,zp,a} - TBPotC_{e,zp,a} + TBPotV_{e,zp,a}]$$

$$ONP_{pm,zp,a} = \sum_{\forall (e \in pm)} ONP_{e,zp,a}$$

Dónde:

$ONP_{e,zp,a}$: Obligación Neta de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.

$OMP_{e,zp,a}$: Obligación Mínima de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.

$PE_{e,zp,a}$: Potencia Entregada de una Entidad Responsable de Carga e, en una Zona de Potencia zp, en un año a.

$TBPotC_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia, en una Zona de Potencia zp, en un año a.

$TBPotV_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia, en una Zona de Potencia zp, en un año a.

$ONP_{pm,zp,a}$: Obligación Neta de Potencia de un Participante del Mercado pm , en una Zona de Potencia zp , en un año a .

- 5.4.3** En el caso de una Zona de Potencia con Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la misma, las transacciones de Potencia Entregada en dichas Zonas de Potencia Anidadas se incluyen al determinar las cantidades de $TBPotC$ y $TBPotV$ para la Zona de Potencia.
- 5.4.4** Un Generador por lo general tendrá una Obligación Mínima de Potencia de cero, excepto cuando no haya tenido generación y tenga una OMP por los consumos de la Central. Por lo anterior, tendrá una Obligación Neta de Potencia de cero, salvo en el caso de que para cualquier Zona(s) de Potencia, las ventas netas de Potencia Entregada que registró en Transacciones Bilaterales de Potencia hubieran excedido su Potencia Entregada, o bien, cuando no haya tenido generación y tenga una OMP por los consumos de la Central. El excedente, en este caso, es la Obligación Neta de Potencia del Generador.
- 5.4.5** Una ERC tendrá una Obligación Neta de Potencia de cero en una Zona de Potencia cuando las compras de Potencia Entregada que registró a través de Transacciones Bilaterales de Potencia más la Potencia Entregada producida por los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que represente, sean mayores a su Obligación Mínima de Potencia.
- 5.4.6** Las "ventas netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia" de un Participante del Mercado en el contexto del presente numeral se refieren a sus ventas menos sus compras de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia.

$$TBPotvn_{e,zp,a} = TBPotV_{e,zp,a} - TBPotC_{e,zp,a} \quad [MW]$$

Dónde:

$TBPotvn_{e,zp,a}$: ventas netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a , medida en MW.

$TBPotV_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia donde la Entidad Responsable de Carga e , es el Emisor (vendedor) de la Potencia Entregada, en una Zona de Potencia zp , en un año a .

$TBPotC_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia donde la Entidad Responsable de Carga e es el Adquiriente de la Potencia Entregada, en una Zona de Potencia zp , en un año a .

Ejemplo 10

Ventas netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia

Para conocer las ventas netas de Potencia Entregada del Generador "Energía del Centro S.A. de C.V."* en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" en el año analizado 2018, se tienen los siguientes datos:

- Transacciones Bilaterales de Potencia Entregada vendida por el Generador (TBPotV): 300 MW.
- Transacciones Bilaterales de Potencia Entregada comprada por el Generador (TBPotC): 50 MW.

Las ventas netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia del Generador "Energía del Centro S.A. de C.V." se calculan como sigue:

$$300 - 50 = 250 \text{ MW}$$

Por lo tanto, las ventas netas de Potencia Entregada del Generador "Energía del Centro S.A. de C.V." en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" en el año analizado son de 250 MW.

*Empresa ficticia usada con fines ilustrativos.

5.4.7 De manera similar, las "compras netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia" de un Participante del Mercado en este contexto se refieren a sus compras menos sus ventas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia.

$$TBPotcn_{e,zp,a} = TBPotC_{e,zp,a} - TBPotV_{e,zp,a} \quad [\text{MW}]$$

Dónde:

$TBPotcn_{e,zp,a}$: compras netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia para una Entidad Responsable de Carga e , en una Zona de Potencia zp , en un año a , medida en MW.

$TBPotC_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia donde la Entidad Responsable de Carga e es el Adquiriente de la Potencia Entregada, en una Zona de Potencia zp , en un año a .

$TBPotV_{e,zp,a}$: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia donde la Entidad Responsable de Carga e , es el Emisor (vendedor) de la Potencia Entregada, en una Zona de Potencia zp , en un año a .

Ejemplo 11

Compras netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia

Para conocer las compras netas de Potencia Entregada de la ERC "Suministro de Electricidad de México", en la Zona de Potencia "Sistema Interconectado Nacional" en el año analizado 2017, se tienen los siguientes datos:

- Transacciones Bilaterales de Potencia Entregada comprada por la ERC (TBPotC): 4 MW.

- Transacciones Bilaterales de Potencia Entregada vendida por la ERC (TBPotV): 0 MW.

Las compras netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia del Generador “Energía del Centro” se calculan como sigue:

$$4 - 0 = 4 \text{ MW}$$

Por lo tanto, las compras netas de Potencia Entregada de la ERC “Suministro de Electricidad de México”, en la Zona de Potencia “Sistema Interconectado Nacional” en el año analizado son de 4 MW.

- 5.4.8** Un Generador con una Obligación Neta de Potencia distinta a cero tiene las mismas responsabilidades y obligaciones que una ERC con una Obligación Neta de Potencia distinta a cero. Dichas responsabilidades incluyen el pago de cualesquiera penalizaciones que pudieran aplicar de conformidad con la sección 11.1.
- 5.4.9** El CENACE publicará lo siguiente en su sitio en Internet con una anticipación mínima de un mes antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia:
- (a) La Potencia Entregada de cada Generador en cada Zona de Potencia;
 - (b) La Potencia Entregada de cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada en cada Zona de Potencia;
 - (c) Las ERC que representan a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada; y,
 - (d) La Obligación Mínima de Potencia de cada ERC en cada Zona de Potencia.

5.5 Consideraciones para el Generador de Intermediación

- 5.5.1** El Generador de Intermediación tendrá las mismas obligaciones que las ERC y se considerará incluido en el programa que siga el CENACE con respecto a otras ERCs.
- 5.5.2** El CENACE determinará las Obligaciones Mínimas de Potencia para cada Contrato de Interconexión Legado que el Generador de Intermediación represente en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo los mismos criterios que aplican a las demás ERC.
- 5.5.3** El CENACE también determinará, para cada Zona de Potencia y año, la Potencia Entregada producida por las Unidades de Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que represente el Generador de Intermediación en el Mercado Eléctrico Mayorista. La Potencia Entregada será monitoreada por separado para cada Contrato de Interconexión Legado que represente el Generador de Intermediación.
- 5.5.4** Si para una Zona de Potencia y año, la Obligación Mínima de Potencia de un Contrato de Interconexión Legado resulta mayor que la Potencia Entregada por las Unidades de Central

Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, entonces la diferencia será la Obligación Mínima de Potencia del Generador de Intermediación para dicho Contrato de Interconexión Legado.

- (a) En este caso, el Generador de Intermediación adquiere sus Obligaciones Mínimas de Potencia netas para dicho Contrato de Interconexión Legado como oferta de compra en el Mercado para el Balance de Potencia.
- (b) El Generador de Intermediación podrá cumplir con su Obligación Mínima de Potencia por los Contratos de Interconexión Legados que representa exclusivamente a través del Mercado para el Balance de Potencia. El Generador de Intermediación no podrá celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para fines de cumplir sus Obligaciones Mínimas de Potencia.

5.5.5 Si para una Zona de Potencia y año, la Obligación Mínima de Potencia de un Contrato de Interconexión Legado es menor que la Potencia Entregada por las Unidades de Central Eléctrica asociadas y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, entonces el Generador de Intermediación no tendrá Obligación Mínima de Potencia para dicho Contrato de Interconexión Legado. En este caso, el Generador de Intermediación ofrecerá su Potencia Entregada excedente para dicho Contrato de Interconexión Legado como oferta de venta en el Mercado para el Balance de Potencia, [a nombre y cuenta del titular del CIL](#).

CAPÍTULO 6

Acreditación de Potencia

6.1 Consideraciones Generales

- 6.1.1** A cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada se le acredita una cantidad de Potencia Entregada, con base en la cantidad promedio de su Potencia que se encuentre disponible para cumplir con la Demanda en Horas Críticas y que se haya evaluado como entregable.
- 6.1.2** Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada son representados por su ERC para la acreditación de Potencia, liquidaciones de Potencia, y para el Mercado para el Balance de Potencia.
- 6.1.3** Un MW del producto comercial "Potencia" se define como un MW de Potencia Entregada, calculado de conformidad con las reglas que dispone este capítulo.
- 6.1.4** La contratación de Potencia no otorga al comprador el derecho de despacho de energía o de otro tipo, con respecto a una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada por la cantidad de Potencia Entregada que adquieran. El único derecho que tendrán es el de recibir la Potencia Entregada para el cumplimiento de su Obligación Mínima de Potencia.

6.2 Cálculo de la Potencia Entregada

- 6.2.1** Potencia Entregada (PE) es la cantidad de Potencia de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u) que se puede utilizar en un año (a) para ser acreditada a la Obligación Mínima de Potencia de una ERC en dicho año. Esta cantidad es referida con la notación $PE_{u,a}$ y se mide en MW. La Potencia Entregada se determina por separado para cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable (u), para cada año (a) después de que haya terminado dicho año. La $PE_{u,a}$ se calcula de conformidad con la siguiente fórmula:

$$PE_{u,a} = \min(DPF, DEF) \forall u, a \quad [\text{MW}]$$

Dónde:

$PE_{u,a}$: Potencia Entregada por una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada u , en un año a , medida en MW.

DPF : Disponibilidad de Producción Física para una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada u , en un año a .

DEF: Disponibilidad de Entrega Física para una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada *u*, en un año *a*.

- 6.2.2** La Potencia Entregada de una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada no podrá exceder la Capacidad Instalada de dicha Unidad de Central Eléctrica o la capacidad de reducción de demanda del Recurso de Demanda Controlable Garantizada.
- 6.2.3** La Potencia Entregada de un Participante del Mercado se refiere a la suma de la Potencia Entregada (PE) en un año (a) por todos los Recursos de Demanda Controlable Garantizada y Unidades de Central Eléctrica ubicados en la Zona de Potencia (zp) de los cuales sea responsable el Participante del Mercado (pm). Cuando haya Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de una Zona de Potencia (zp) considerada, la Potencia Entregada (PE) producida por los Recursos de Demanda Controlable Garantizada y las Unidades de Central Eléctrica ubicados en dichas Zonas de Potencia Anidadas se incluye en el cálculo de la $PE_{pm,zp,a}$.

$$PEPM_{zp,a} = \sum_{\forall(u \in pm)} PE \quad \forall zp, a \quad [MW]$$

Dónde:

$PEPM_{zp,a}$: Potencia Entregada por un Participante del Mercado en una Zona de Potencia *zp*, en un año *a*, medida en MW.

PE: Potencia Entregada por todas las Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada *u* de un Participante del Mercado *pm*, en una Zona de Potencia *zp*, en un año *a*.

- 6.2.4** La Potencia Entregada se calcula con base en dos componentes: la Disponibilidad de Entrega Física y la Disponibilidad de Producción Física. La Potencia Entregada es el que resulte menor de esos dos componentes.
- 6.2.5** La Potencia Entregada aplica para la Zona de Potencia donde se ubica la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada.
- 6.2.6** En el caso de Zonas de Potencia Anidadas, la Zona de Potencia a utilizar es la Zona de Potencia *más pequeña* donde se ubique la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada.

6.3 Cálculo de la Disponibilidad de Producción de Energía de Unidades de Central Eléctrica

- 6.3.1** La Disponibilidad de Producción de Energía se refiere a la cantidad de Potencia (con mayúsculas), medida en MW, que una Unidad de Central Eléctrica acredita para cada una de las 100 Horas Críticas del año. Es decir, para cada Unidad de Central Eléctrica se calcularán cien valores de DPE.

6.3.2 La Disponibilidad de Producción de Energía se calculará de forma distinta para Unidades de Central Eléctrica Intermitentes y para Unidades de Central Eléctrica Firmes.

6.3.3 Clasificación de las Unidades de Central Eléctrica Intermitentes o de las Unidades de Central Eléctrica Firmes:

- (a) Se clasificará cada Unidad de Central Eléctrica ya sea como una Unidad de Central Eléctrica Intermitente o como una Unidad de Central Eléctrica Firme antes de determinar la Disponibilidad de Producción de Energía. Las siguientes reglas aplicarán en esta clasificación:
- (i) Recursos intermitentes: Cualquier Unidad de Central Eléctrica registrada bajo las Bases del Mercado Eléctrico de conformidad con el numeral 3.3.16 de las Bases del Mercado Eléctrico como intermitente (ya sea intermitente despachable o intermitente no-despachable) será clasificada como intermitente.
 - (ii) Recursos de energía limitada: Una Unidad de Central Eléctrica considerada como Recurso de energía limitada de conformidad con el numeral 6.5.1 de las Bases del Mercado Eléctrico, será clasificada como de intermitente si se requiere que la restricción de generación limitada de dicho Recurso sea gestionada por el CENACE en un ciclo diario, semanal o mensual de conformidad con el numeral 6.5.8 de las Bases del Mercado Eléctrico, o por otra entidad, de ser aplicable, con el fin de lograr la optimización de los Recursos de energía limitada. La frecuencia de gestión para este fin será determinada al evaluar las instancias en las que sea vinculante ya sea una limitación de energía mínima o una limitación de energía máxima. Si por lo menos una de estas limitaciones se vincula regularmente con uno de los intervalos de tiempo especificados, en el curso normal de sus actividades y con base en la planeación a futuro en cualquier momento dentro del año, entonces la planta será catalogada como Intermitente. Ejemplos de dichas limitaciones son la limitación mínima de reserva y la limitación máxima de reserva de instalación de almacenamiento hidrológico. Si una Unidad de Central Eléctrica es considerada un Recurso de energía limitada de conformidad con el numeral 6.5.1 de las Bases del Mercado Eléctrico pero no cumple con la condición aquí establecida entonces será clasificada como firme.
 - (iii) Todos los demás Recursos: Todas las demás Unidades de Central Eléctrica serán catalogadas como firme.
 - (iv) Reclasificación: Si cambia el estado de registro de la Unidad de Central Eléctrica de conformidad con el numeral 3.3.16 de las Bases del Mercado Eléctrico durante el curso de un año entonces el estado de registro según aplique en cada Hora Crítica (*h*) particular determinará la clasificación de la Unidad de Central Eléctrica de conformidad con las reglas anteriores para dicha hora *h*.
- (b) Las clasificaciones anteriores de Unidades de Central Eléctrica como Intermitente y Firme serán revisadas y actualizadas de ser necesario después de que haya terminado cada año y a más tardar un (1) mes después de que haya terminado dicho año.

6.3.4 La Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Intermitente en una Hora Crítica, se calculará como la generación de energía real de la planta en cuestión en dicha hora, medida en MWh. Aplicará la siguiente disposición:

- (a) Esta cantidad de MWh será la cantidad física que sería aplicable para fines de liquidaciones de generación bajo las reglas a Corto Plazo del Mercado de Energía, para Potencia Entregada al punto de interconexión de la Unidad de Central Eléctrica en el sistema de transmisión o distribución, donde la cantidad se reduce por usos propios de energía antes de la entrega al punto de interconexión, pero no se reduce por ningunas cantidades contractuales (por ejemplo, no es neta de energía contratada) y no se ajusta por pérdidas de transmisión o distribución que pudieran ocurrir más allá del punto de interconexión a medida que fluya la energía en el sistema de transmisión o distribución.

6.3.5 La Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Firme en una Hora Crítica, se calculará como la disponibilidad máxima para producir energía en dicha hora. Específicamente, dicha cantidad se determinará según lo siguiente:

- (i) La capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica que fue ofrecida al Mercado de Tiempo Real; menos
- (ii) Cualquier porción de aquella capacidad que no hubiera podido generar energía si el CENACE se lo hubiera instruido; más
- (iii) La capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica, si la Unidad de Central Eléctrica no se encontró disponible en la Hora Crítica por encontrarse en salida por mantenimiento, debido a que el CENACE reprogramó el mantenimiento que originalmente autorizó.

$$DPE_{f_{h \in H}} = OFcgmax - cgn_a + [S\acute{I} SM = 1 (OFcgmax)]$$

Dónde:

$DPE_{f_{h \in H}}$: Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica Firme en una Hora Crítica.

$OFcgmax$: capacidad de generación máxima para una Unidad de Central Eléctrica ofrecida en el Mercado de Tiempo Real.

cgn_a : porción de la capacidad que no hubiera podido generar si el CENACE se lo hubiera instruido.

SM : tomará el valor 1 cuando ocurra una indisponibilidad en la Hora Crítica por salida a mantenimiento reprogramada por el CENACE.

Ejemplo 12

DPE de una Unidad de Central Eléctrica Firme en una Hora Crítica

Para calcular la Disponibilidad de Producción de Energía Eléctrica de una Unidad de Central Eléctrica Firme en la primera Hora Crítica del año 2017, es decir, de acuerdo con el Ejemplo 1, la hora 2,640. El CENACE tiene los siguientes datos:

- Capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica que fue ofrecida al Mercado de Tiempo Real en la hora 2,640 del 2017: **32 MW**.
- Capacidad que no hubiera podido generar energía si el CENACE lo instruye: **La Unidad de Central Eléctrica siguió las instrucciones del CENACE en todo momento, por lo que no hay una porción no generada.**
- Capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica, si la Unidad de Central Eléctrica no se encontró disponible en la Hora Crítica por encontrarse en salida por mantenimiento, debido a que el CENACE reprogramó el mantenimiento que originalmente autorizó: **La Unidad de Central Eléctrica no se encontraba en mantenimiento programado en esa hora.**

La Disponibilidad de Producción de Energía de la Unidad de Central Eléctrica se calcula:

$$DPEf = 32 - 0 + 0$$

$$DPEf = \mathbf{32 \text{ MW}}$$

El mismo ejercicio se realizará para las 99 Horas Críticas restantes.

- (a) Para calcular la porción de la capacidad que no hubiera podido generar si el CENACE se lo hubiera instruido, aplican las siguientes consideraciones:
 - (i) en general, la porción se refiere al diferencial entre la cantidad de energía que instruyó el CENACE en el intervalo y la energía efectivamente entregada al sistema; salvo que,
 - (ii) la Unidad de Central Eléctrica se encuentre en esa hora con el tratamiento de no despachable, de acuerdo con la Base 10.3.5 (b) (i) (G); en cuyo caso la porción de la capacidad no generada, corresponde al diferencial entre la capacidad de generación máxima de la Unidad de Central Eléctrica que fue ofrecida en el mercado de energía para la tecnología de referencia y la energía efectivamente entregada al sistema.
- (b) Para Potencia Entregada en el punto de interconexión de la Unidad de Central Eléctrica en el sistema de transmisión o distribución, donde dicha cantidad se reduce por cualquier uso propio de energía antes de la entrega al punto de interconexión, pero no se reduce por cualesquiera cantidades contractuales (por ejemplo, no es neta de energía contratada) y no se ajusta por pérdidas de transmisión o distribución que pudieran

ocurrir más allá del punto de interconexión a medida que fluya la energía en el sistema de transmisión o distribución.

6.3.6 Si la Unidad de Central Eléctrica se encontraba en una suspensión completa de actividades por mantenimiento planeado autorizado por el CENACE en un día natural que tuviera tres o más Horas Críticas, la Disponibilidad de Producción de Energía de dicha Unidad de Central Eléctrica se calculará de la siguiente manera:

- (iv) La Disponibilidad de Producción de Energía para las primeras dos Horas Críticas del día natural en cuestión reflejará que la Disponibilidad de Producción de Energía de la Unidad de Central Eléctrica en dichas dos horas se encontraba disponible;
- (v) Para la tercera Hora Crítica del día en cuestión, y para cualesquiera Horas Críticas subsiguientes de ese día, la Disponibilidad de Producción de Energía se determinará como el promedio de la Disponibilidad de Producción de Energía para dicha Unidad de Central Eléctrica calculada sobre todas las demás Horas Críticas en el año en el que aplique el cálculo.

6.3.7 Limitaciones de operación continua.

- (a) En caso de que una Central Eléctrica tenga un limitante en el número de horas consecutivas que pueda operar a su capacidad máxima, o bien, el número total de horas de un día que pueda operar a su capacidad máxima, se considerará que tiene limitaciones de operación continua.
- (b) Los Generadores deberán reportar las limitaciones de operación continua al CENACE. El CENACE mantendrá un registro de Centrales Eléctricas que tengan limitaciones de operación continua. El CENACE podrá modificar los registros de limitaciones de operación continua ante evidencia de su existencia, ya sea a través de las ofertas recibidas o del desempeño real de las Centrales Eléctricas. El CENACE podrá exigir información a los Generadores a fin de comprobar la existencia de las limitaciones de operación continua.
- (c) En caso de ocurrir Horas Críticas consecutivas, las Centrales Eléctricas con limitaciones de operación continua no podrán acreditar la Disponibilidad de Producción de Energía en un número de horas consecutivas que rebasen sus limitaciones de operación continua. Se considerará que la Disponibilidad de Producción de Energía es cero para las Horas Críticas consecutivas que rebasen dichas limitaciones. Dicha reducción se realizará aun cuando la Central Eléctrica no fuera despachada.

6.4 Cálculo de la Disponibilidad de Reducción de Consumo para Recursos de Demanda Controlable Garantizada

6.4.1 Al determinar la Disponibilidad de Reducción de Consumo en una Hora Crítica, aplican las siguientes reglas:

- (a) La Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada, será la cantidad de MWh de la(s) oferta(s) de compra sensibles al precio que sean presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real para dicha hora, menos la cantidad de MWh por las instrucciones de despacho del CENACE para activar dicha(s) oferta(s).

$$DRC_{h \in H} = OFS - RDCa \quad [MW]$$

Dónde:

$DRC_{h \in H}$: Disponibilidad de Reducción de Consumo para un Recurso de Demanda Controlable Garantizada para una Hora Crítica, medida en MW.

OFS : Ofertas de compra sensibles al precio que sean presentadas al CENACE en el Mercado de Tiempo Real para dicha hora.

$RDCa$: Instrucciones de despacho del CENACE para activas las OFS.

- (b) Cuando el Recurso de Demanda Controlable Garantizada es despachado por el CENACE, dicha Potencia despachada no cuenta como Disponibilidad de Reducción de Consumo. En su lugar, esta Potencia será reflejada en la reducción de carga de energía de la ERC que representa al Recurso de Demanda Controlable Garantizada y, por lo tanto, en una reducción en la Obligación Mínima de Potencia de dicha ERC.
- (c) De manera similar, los Recursos de Demanda Controlable No Garantizada no podrán acreditar Disponibilidad de Reducción de Consumo, sin embargo, la activación de un Recurso de Demanda Controlable No Garantizada tiene el efecto de una reducción de carga de energía de la ERC que represente al Recurso de Demanda Controlable, y por lo tanto una reducción en la Obligación de Potencia Mínima de dicha ERC.
- (d) La Disponibilidad de Reducción de Consumo únicamente será calculada para fechas en las que el Recurso de Demanda Controlable esté registrado con el estado de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada. La Disponibilidad de Reducción de Consumo será de cero para todas las demás fechas.

6.4.2 Limitaciones de operación continua.

- (a) En caso de que un Recurso de Demanda Controlable tenga un limitante en el número de horas consecutivas que pueda operar a su capacidad máxima, o bien, el número total de horas de un día que pueda operar a su capacidad máxima, se considerará que tiene limitaciones de operación continua.
- (b) Las Entidades Responsables de Carga deberán reportar las limitaciones de operación continua al CENACE. El CENACE mantendrá un registro de Recursos de Demanda Controlable que tengan limitaciones de operación continua. El CENACE podrá modificar los registros de limitaciones de operación continua ante evidencia de su existencia, ya sea a través de las ofertas recibidas o del desempeño real de los Recursos de Demanda

Controlable. El CENACE podrá exigir información a las Entidades Responsables de Carga a fin de comprobar la existencia de las limitaciones de operación continua.

- (c) En caso de ocurrir Horas Críticas consecutivas, los Recursos de Demanda Controlable con limitaciones de operación continua no podrán acreditar la Disponibilidad de Producción de Energía en un número de horas consecutivas que rebasen sus limitaciones de operación continua. Se considerará que la Disponibilidad de Producción de Energía es cero para las Horas Críticas consecutivas que rebasen dichas limitaciones. Dicha reducción se realizará aun cuando el Recurso de Demanda Controlable no fuera despachada.

6.5 Disponibilidad de Producción Física de Unidades de Central Eléctrica

- 6.5.1 El Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física (DPF) de una Unidad de Central Eléctrica, que se denotará por $DPF_{p,a}$ es la Disponibilidad de Producción de Energía en promedio de una Unidad de Central Eléctrica (u) en las Horas Críticas del año analizado (a). La $DPF_{p,a}$ se mide en MW y se calcula de conformidad con la siguiente fórmula que divide a los MWh por horas:

$$DPF_{u,a} = \left(\sum_{h \in H_{u,a}} DPE_{u,h,a} \right) / 100$$

Donde:

DPF: Disponibilidad de Producción Física.

DPE_{u,h,a}: significa la Disponibilidad de Producción de Energía real de la Unidad de Central Eléctrica u , en la Hora Crítica h , en el año a .

$H_{u,a}$: es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de Potencia donde se ubica la Unidad de Central Eléctrica u en el año a .

6.6 Disponibilidad de Producción Física de Recursos de Demanda Controlable Garantizada

- 6.6.1 Cálculo de la Disponibilidad de Producción Física (DPF) de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada:

- (a) La Disponibilidad de Producción Física, referida con la notación $DPF_{u,a}$, es el promedio por hora de Disponibilidad de Reducción de Consumo de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada en las Horas Críticas del año inmediato anterior. Esta cantidad se mide en MW. Se determina por separado para cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u) para cada año (a) previo al Mercado para el Balance de Potencia. La $DPF_{p,a}$ se calcula de conformidad con la siguiente fórmula que divide a los MWh por horas:

$$DPF_{u,a} = \left(\sum_{h \in H_{u,a}} DRC_{u,h,a} \right) / 100$$

Donde:

DPF: Disponibilidad de Producción Física.

DRC_{u,h,a}: Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u), en la Hora Crítica (h), en el año (a).

Hu,y es el conjunto de Horas Críticas en la Zona de Potencia donde se ubica el Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u) en el año (a).

6.7 Para Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada en Sistemas de Abasto Aislado, la Disponibilidad de Producción Física tendrá las siguientes consideraciones adicionales:

- (a) La Disponibilidad de Producción de Energía o la Disponibilidad de Reducción de Consumo cuenta para la Zona de Potencia en la que esté interconectado el Sistema de Abasto Aislado, pero únicamente considerando las horas en las que el sistema de Abasto Aislado está interconectado con el SEN.
- (b) Cuando el Sistema de Abasto Aislado no esté interconectado al Sistema Eléctrico Nacional en alguna Hora Crítica, la Disponibilidad de Producción de Energía de la Unidad de Central Eléctrica, o la Disponibilidad de Reducción de Consumo del Recurso de Demanda Controlable Garantizada, en esa hora es de cero para el promedio de la Disponibilidad de Producción de Energía o Disponibilidad de Reducción de Consumo en las 100 Horas Críticas que se utiliza para calcular su Disponibilidad de Producción Física.
- (c) Cuando la generación del Sistema de Abasto Aislado esté registrada como un Recurso de Generación Indirectamente Modelado, el cálculo de la Disponibilidad de Producción de Energía reflejará lo siguiente:
 - (i) Para Recursos intermitentes, la Disponibilidad de Producción de Energía podrá basarse en valores de generación estimados, en los términos del Manual de Medición.
 - (ii) Para Recursos Firmes, la Disponibilidad de Producción de Energía podrá basarse en la disponibilidad estimada de ese Recurso para producir energía en la Hora Crítica considerada, donde dicha estimación es determinada por el CENACE, en los términos del Manual de Medición.
 - (iii) Para Recursos de Demanda Controlable Garantizada, la Disponibilidad de Reducción de Consumo podrá basarse en la cantidad no despachada estimada de carga flexible de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, donde dicha estimación es determinada por el CENACE, en los términos del Manual de Medición.
 - (iv) El CENACE podrá solicitar a los Generadores en el Sistema de Abasto Aislado que le entreguen la información que requiera para determinar la Disponibilidad de Producción de Energía para las Unidades de Central Eléctrica en los pasos [¡Error!](#)

No se encuentra el origen de la referencia.(ii) y ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.(iii).

- (v) El CENACE podrá solicitar a las ERCs en el Sistema de Abasto Aislado que le entreguen la información que requiera para determinar la Disponibilidad de Reducción de Consumo para los Recursos de Demanda Controlable Garantizada en el paso ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.(iii).

6.8 Consideraciones Finales de la DPF

- 6.8.1 La DPF calculada de conformidad con los numerales 6.5, 6.6 y 6.7 podrá ser reducida posteriormente de conformidad con los procedimientos de validación establecidos en la sección 6.12
- 6.8.2 Los Participantes del Mercado deben hacer uso de su mejor esfuerzo por hacer disponibles sus Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada en las Horas Críticas. Los Participantes del Mercado tienen prohibido causar que sus Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada no estén disponibles durante Horas Críticas con la finalidad de reducir su DPF con el objeto de manipular el Mercado para el Balance de Potencia y/o ejercer poder de mercado. El CENACE deberá informar a la Unidad de Vigilancia del Mercado de cualesquier sospecha de posibles abusos y brindar documentación relevante a la Unidad de Vigilancia del Mercado para que lo revise. La Unidad de Vigilancia del Mercado deberá investigar y entregar un reporte escrito de sus hallazgos a la CRE y al CENACE. La Autoridad de Vigilancia del Mercado podrá aplicar penalizaciones para los Participantes del Mercado que abusen de los requisitos que se establecen en la presente sección.

6.9 Cálculo de la Disponibilidad de Entrega de Energía

- 6.9.1 La Disponibilidad de Entrega de Energía se refiere a la Capacidad Instalada de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, medido en MW que, al momento de analizar su interconexión, se espera pueda contribuir al suministro de demanda en las Horas Críticas de la Zona de Potencia a la que pertenece la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable.
- 6.9.2 La Disponibilidad de Entrega de Energía, es calculada por el CENACE y medida en MW. La DEE se calcula por separado para cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable (u) en cada uno de los casos y configuraciones que establezca el CENACE, de conformidad con este apartado.
- 6.9.3 La Disponibilidad de Entrega de Energía se calcula considerando la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión programada para la operación en cada caso y configuración. Cabe destacar que el análisis se lleva a cabo al momento de realizar estudios de interconexión, con base en la configuración esperada del Sistema Eléctrico Nacional, por lo cual el CENACE podrá determinar la Disponibilidad de Entrega de Energía en uno o varios casos, sin analizar necesariamente 100 Horas Críticas en cada configuración.

- 6.9.4** La Disponibilidad de Entrega de Energía será evaluada en un modelo de planeación, suponiendo que el Sistema Eléctrico Nacional se encuentra en condiciones normales. El modelo supondrá que toda la infraestructura de la red está disponible para operación (sin salidas de elementos de las redes transmisión o distribución), excepto donde se necesiten salidas para conservar (n-1) u otros requisitos de Confiabilidad en base a un modelo con vistas a futuro. Por lo anterior, las indisponibilidades reales que ocurran en las redes de transmisión y distribución, con posterioridad a los estudios de interconexión, no tendrán impacto en el cálculo de la Disponibilidad de Entrega de Energía.
- 6.9.5** La configuración de red usada en el modelo de planeación es la configuración de red esperada para el año para el cual se está determinando la DEE, aunque las Horas Críticas usadas en el modelado sean de un año anterior.
- 6.9.6** El CENACE podrá analizar entre 1 y 100 casos distintos para cada configuración de red, según se necesite para reflejar las 100 Horas Críticas.

Ejemplo 13

Análisis de casos para reflejar las Horas Críticas

Situación A

Si todas las Horas Críticas son similares y se pueden representar con exactitud en un único caso, el CENACE puede aplicar dicho caso para 100 Horas Críticas.

Situación B

Si 30 Horas Críticas ocurren en condiciones de invierno que puedan representarse con exactitud en un único caso y 70 Horas Críticas ocurren en condiciones de verano que requieran un caso diferente, el CENACE puede realizar dos casos.

Situación C

Si una nueva línea de transmisión se conecta a mitad de un año que resulte en un cambio de configuración de red, entonces se deberán modelar por lo menos dos casos diferentes: uno con la configuración de red anterior y otro con la nueva.

Situación D

Si todas las 100 horas son diferentes, a la medida que cada una requiera un caso diferente, el CENACE puede llevar a cabo 100 casos.

- 6.9.7** Cuando el CENACE haya creado casos de Horas Críticas de conformidad con el numeral anterior, entonces el valor de Disponibilidad de Entrega de Energía única que resulte de modelar un grupo de Horas Críticas aplicará para cada Hora Crítica dentro de ese grupo para fines de determinar la DEF.

6.9.8 Para cada año, la Disponibilidad de Entrega de Energía de una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada para cada caso, se calculará de conformidad con las siguientes disposiciones:

- (a) Para cada evaluación de la DEE, o bien, para el cálculo de cada nueva interconexión de una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, el CENACE llevará a cabo un análisis de las Disponibilidades de Entrega de Energía Eléctrica en cada caso.
- (b) El análisis determinará la Disponibilidad de Entrega de Energía del NodoP o grupo de NodosP donde la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada le inyecte energía o reduzca el consumo en la Red Nacional de Trasmisión (RNT) o Red General de Distribución (RGD). Cabe notar que:
 - (i) El análisis es para un grupo de NodosP en casos donde el CENACE considere que la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada inyecta o reduce Potencia en un grupo de NodosP y no a un único NodoP.
- (c) El análisis de las Disponibilidades de Entrega de Energía Eléctrica en cada caso, deberá usar los mismos modelos de red y principios de modelado que el CENACE utiliza para determinar los refuerzos mínimos que requiere la RNT o RGD para llevar a cabo la interconexión de una Central Eléctrica o la conexión de un Centro de Carga propuesto, según se establece en el Manual de Interconexión.
- (d) Para los modelos de simulación usados en el estudio de Disponibilidad de Entrega de Energía, el CENACE hará las siguientes suposiciones:
 - (i) La demanda del sistema será modelada a niveles pronosticados, sin re-despacho.
 - (ii) Se considerará que todas las Unidades de Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada existentes *en el área afectada por el Recurso bajo estudio*, generan a sus niveles de producción o consumo históricos en la Hora Crítica en cuestión, sin re-despacho, pero el CENACE excluirá a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que se hayan retirado o hayan anunciado que un retiro surtirá efecto antes del año que se esté modelando. Cabe notar que:
 - (A) En cada caso, los niveles de generación o consumo históricos usados serán el promedio simple de los niveles de generación o consumo históricos de las distintas Horas Críticas en dicho caso.
 - (iii) Se considerará que todas las demás Unidades de Central Eléctrica y todos los demás Recursos de Demanda Controlable Garantizada existentes, *en áreas distintas al área afectada por el Recurso bajo estudio*, son flexibles con respecto a sus niveles de generación o consumo históricos en el caso en cuestión, permitiendo su re-despacho con el fin de dar cabida a la energía del Recurso bajo estudio, sin embargo el CENACE excluirá a las Unidades de Central Eléctrica y a los

Recursos de Demanda Controlable Garantizada que se hayan retirado o hayan anunciado que un retiro surtirá efecto antes del año que se esté modelando.

- (iv) El CENACE también incluirá tanto Unidades de Central Eléctrica como Recurso de Demanda Controlable Garantizada que hayan entrado en operación desde el cierre del año del que provienen las Horas Críticas históricas, y aquellas Unidades de Central Eléctrica y aquellos Recursos de Demanda Controlable Garantizada que hayan establecido prioridad en el proceso de interconexión/conexión para el año que se esté modelando.
- (e) El CENACE usará el modelado que se menciona en los numerales que van del [jError! No se encuentra el origen de la referencia.5.2.6\(m\)\(vii\)](#) al [jError! No se encuentra el origen de la referencia.5.2.6\(m\)\(*\)](#) para verificar si la totalidad de la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio se puede entregar en todos los casos sin la necesidad de refuerzos o trabajos adicionales en la RNT y RGD.
- (f) Si la totalidad de la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio pueda ser entregada en todos los casos *sin* la necesidad de trabajos adicionales en la RNT y RGD aplicará lo siguiente:
 - (i) El CENACE establecerá la Disponibilidad de Entrega de Energía en cada Hora Crítica equivalente a la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio. Como resultado, la Disponibilidad de Entrega Física será igual a la Capacidad Instalada. Excepto:
 - (ii) Si la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada entra en operación comercial inicial o se retira durante el año en cuestión, entonces su Disponibilidad de Producción de Energía será de cero en las Horas Críticas antes de que entre en su operación comercial inicial y para las Horas Críticas después de su retiro.
- (g) En el caso en el que la totalidad de la Capacidad Instalada del Recurso bajo estudio no pueda ser entregada en uno o más casos, a menos que existan trabajos adicionales en la RNT y RGD que permitan que la Capacidad Instalada de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada pueda ser entregada, aplicará lo siguiente:
 - (i) Para cada caso en la que la totalidad de la Capacidad Instalada no se haya podido entregar, el CENACE reiteradamente reducirá la capacidad del Recurso bajo estudio y volverá a realizar el modelado hasta que el CENACE determine la Potencia que sea factible de entregarse con una precisión de más o menos 5 MW sin la necesidad de trabajos adicionales en la RNT y RGD.
 - (ii) La Disponibilidad de Entrega de Energía para cada Hora Crítica será la Potencia que pueda ser entregada, según se determine en el modelado reiterativo del paso [jError! No se encuentra el origen de la referencia.\(i\)](#) anterior.

- (iii) Si la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada logra su operación comercial inicial, o si se retira, durante el año en cuestión, entonces su Disponibilidad de Producción de Energía será de cero en las Horas Críticas antes de que entre en su operación comercial inicial y para las Horas Críticas después de su retiro.
- (iv) Como resultado, la Disponibilidad de Entrega Física será igual al promedio de la Disponibilidad de Entrega de Energía determinada en los pasos [jError! No se encuentra el origen de la referencia.####](#) y [jError! No se encuentra el origen de la referencia.####](#), tomada en el caso.

6.10 Cálculo de la Disponibilidad de Entrega Física (DEF)

- (a) Para todas las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada, la Disponibilidad de Entrega Física es el promedio de la Disponibilidad de Entrega de Energía de una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada en los casos de una configuración correspondiente a la Zona de Potencia en la que se ubique el Recurso.
- (b) El proceso para determinar los distintos valores de DEF para el primer año de Operación del Mercado Eléctrico de Corto Plazo, es el siguiente:
 - (i) El CENACE calculará la DEF para cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable Garantizada registrado en el Mercado Eléctrico Mayorista y que no se retire de operaciones en el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.
 - (ii) El CENACE realizará este cálculo a más tardar 3 meses previos al primer Mercado para el Balance de Potencia.
- (c) Con posterioridad al cálculo inicial al que se refiere el inciso anterior, el CENACE calculará el DEF de cada Central Eléctrica durante el proceso de interconexión.
- (d) La DEF para una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada no se ajustarán por la entrada de Centrales Eléctricas posteriores a la determinación del DEF, o por indisponibilidad real en las redes, posterior a la determinación de la DEF. La DEF puede evaluarse nuevamente cuando ocurre una (o ambas) de las siguientes condiciones:
 - (i) El representante de la Unidad de Central Eléctrica o del Recurso de Demanda Controlable Garantizada solicita una nueva evaluación para su DEF, en términos del Manual de Interconexiones. El CENACE en un lapso de tiempo que no exceda de treinta días naturales a partir de la solicitud deberá dar respuesta. En caso de que el CENACE lleva a cabo la nueva evaluación, el CENACE deberá completarla a más tardar a los cuarenta y cinco días naturales de haber recibido la solicitud.

- (ii) Por cambios planeados en la configuración de la red, por ejemplo, la adición de una nueva línea de transmisión. Las siguientes consideraciones se tomarán en cuenta en estos caso:
 - (A) En casos donde estén programados cambios en la configuración de la red para el año inmediato siguiente, y donde estos cambios planeados ya se hubieren evaluado, preliminarmente, entonces la DEF preliminar para el año inmediato se convierte en la DEF real para el año para la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada.

De existir otros cambios a la configuración de la red planeados para el año próximo que no hubieren sido considerados en el modelado preliminar, entonces se deberá volver a realizar un ejercicio de modelado en el año inmediato anterior al año en la que se espera ocurra el cambio de configuración de red que requirió el nuevo ejercicio de modelado pero a más tardar dos meses antes del cierre del año en el que se debe realizar el ejercicio de modelado.
 - (B) Los DEF no se podrán reducir en el presente caso; solo se podrán aumentar.
- (e) Las nuevas evaluaciones usarán las Horas Críticas del año completado más reciente. Cabe notar que:
 - (i) Si la nueva evaluación se hace antes de que se haya determinado cualquiera de las Horas Críticas, entonces el CENACE estimará las Horas Críticas, donde CENACE podrá realizar dicha estimación en línea con el método de I numeral 6.10 (b).
- (f) La DEF que resulte de la nueva evaluación será utilizada como parte de la determinación de la Potencia Entregada:
 - (i) En el caso del numeral 6.10 (e)(i), para las Horas Críticas que sucedan a partir del ajuste de la DEF;
 - (ii) En el caso del numeral 6.10 (e)(ii), para el año en el que empiece el cambio en la configuración de la red.
- (g) Cuando una nueva Unidad de Central Eléctrica se interconecte, o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada se conecte, al SEN, el CENACE calculará la DEF durante el proceso de interconexión o conexión. Para este fin:
 - (i) Las Horas Críticas del año completado más reciente se usarán en esta determinación inicial.
 - (ii) El CENACE calculará la DEF que aplicará al primer año en el que se espera que la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada esté conectado, además el CENACE calculará los valores potenciales de la DEF para cualquier año subsecuente, de conformidad al numeral 6.10 (b)..

- (h) Para las determinaciones iniciales o cuando una nueva Unidad de Central Eléctrica se interconecte, la DEF se calculará de conformidad con los incisos (f) y (g).
- (i) La $DEF_{p,a}$ para las Unidades de Central Eléctrica y los Recursos de Demanda Controlable Garantizada se calcula de conformidad con la siguiente fórmula que divide a los MWh por horas:

$$DEF_{u,a} = \left(\sum_{h \in H_{u,a}} DEE_{u,a} \right) / 100$$

Donde:

DEEu,h,a: significa la Disponibilidad de Entrega de Energía de una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada (u), en hora (h), en año (a). El año (a) es el año para el cual se está determinando la DEF.

H_{p,y}: es el conjunto asumido de Horas Críticas en la Zona de Potencia en la que se ubica la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada (p), en año (a), donde, debido a que el año (a) es en el futuro, las Horas Críticas realmente usadas son las Horas Críticas en el año, o año natural, completado más recientemente, al momento de la determinación o de la nueva evaluación.

6.11 Disponibilidad de Entrega de Energía para Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero

- (a) Las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero pueden ser acreditadas con Disponibilidad de Entrega Física (DEF) sujeto a las condiciones que se establezcan en el presente numeral,
- (b) Una Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero no será acreditada con DEF a menos que cumpla con por lo menos con cualquiera de las siguientes condiciones:
- (i) El Generador demuestre que no exista la infraestructura requerida para interconectar la Unidad de Central Eléctrica al sistema eléctrico foráneo, por lo que únicamente se puede interconectar directamente al Sistema Eléctrico Nacional. Para efectos de lo anterior:
- (A) Se considerará que existe la infraestructura requerida cuando la interconexión se puede lograr a través de maniobras u obras dentro de una subestación y sus cercanías.
- (B) Para comprobar que la infraestructura no existe bajo el criterio (i) anterior, el Generador deberá presentar al CENACE una declaración suscrita por un perito calificada que manifieste que la infraestructura no existe bajo el criterio [\[Error! No se encuentra el origen de la referencia.\]](#) y que contenga una explicación de las obras que se requerirían para interconectar la Central Eléctrica con el Sistema Eléctrico Vecino.

- (C) Se entenderá cumplido el criterio (i) anterior cuando se demuestre que no existe continuidad eléctrica al sistema eléctrico foráneo por medio de un cable conductor y que dicha continuidad no se pueda establecer a través de cualquier equipo de maniobra que estén efectivamente instalados, y que para contar con dicha continuidad o la posibilidad de establecerla requeriría obras con un tiempo de construcción de tres meses o más.
 - (D) El CENACE evaluará la información que se menciona en el inciso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(B\)](#) anterior y podrá rechazarla en caso de que no sea fehaciente. La presentación de información falsa o fraudulenta será causa de la suspensión del Generador, y el Generador será el responsable de las sanciones que procedan en términos de la Ley.
 - (E) En caso de que el CENACE acepte que el Generador que representa la Unidad de Central Eléctrica ha comprobado los requisitos anteriores, la Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero podrá ser acreditada con DEF.
- (ii) El Generador presente compromisos vinculantes por parte de la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo (cuando sea distinto a lo anterior) y los reguladores jurisdiccionales, que garanticen la continuidad de la exportación a México asociada con la Disponibilidad de Entrega Física, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme. Para efectos de lo anterior:
- (A) El compromiso que presente el Generador deberá ser por escrito y tener la forma de una renuncia y deberá estar firmada por la(s) personas legalmente autorizadas por la(s) autoridad(es) de Confiabilidad, el/los operador(es) del Sistema Eléctrico Vecino, y el/los regulador(es) jurisdiccionales, garantizando las disposiciones del numeral 6.10 (i) y especificando el/los año(s).
 - (B) En el caso de Unidades de Central Eléctrica ubicadas en los Estados Unidos, el paso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(A\)](#) significa que las siguientes organizaciones deberán presentar renuncias.
 - (I) La Organización de Transmisión Regional (de existir alguna), cuyo territorio de servicio abarque la ubicación de la Unidad de Central Eléctrica. Por ejemplo, ERCOT y CAISO.
 - (II) En el caso de que la Unidad de Central Eléctrica no esté ubicada dentro del territorio de una Organización de Transmisión Regional en los Estados Unidos, entonces la renuncia del paso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(B\)](#) en su lugar vendría de la organización de servicios públicos u otra organización que sea el operador del sistema para la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, en casos en los que la Unidad de Central Eléctrica esté ubicada en los estados de los Estados Unidos de Nuevo México o Arizona, o en partes de California o Texas

- donde CAISO y ERCOT, respectivamente, no son los operadores del sistema.
- (III) La(s) Organización(es) de Transmisión regionales, si son distintas a las del paso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(#\)](#), y cualesquiera otros operadores de sistemas si son diferentes a los del paso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(##\)](#), que abarque(n) la(s) ruta(s) de transmisión natural(es) entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.
 - (IV) La Comisión de -Servicios Públicos estatal -The state Public Utilities Commission- (Reguladora Estatal) del estado en los Estados Unidos en el que se ubique la Unidad de Central Eléctrica.
 - (V) La Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC).
 - (VI) La Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC).
 - (VII) La organización regional dentro de la NERC en la que se ubique la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, WECC o Texas Reliability Entity.
 - (VIII) El coordinador de Confiabilidad regional que se asocie con NERC en la Región en la que esté ubicada la Unidad de Central Eléctrica si es distinto a las organizaciones antes abarcadas en los pasos anteriores, por ejemplo, Peak Reliability, que funge esta función en la Región de WECC.
- (iii) El CENACE, con la autorización de la CRE, celebre un convenio con la autoridad correspondiente de Confiabilidad, el operador del sistema eléctrico foráneo y los reguladores jurisdiccionales, que garantice la continuidad de las exportaciones a México asociadas con los compromisos contractuales de Potencia, aun cuando el sistema eléctrico foráneo presente un estado operativo de emergencia o tenga que interrumpir su propia demanda firme. Los requisitos y aclaraciones de los incisos 6.11 [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(##\)\(A\)](#) y 6.11 [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.p\)\(ii\)\(B\)](#) también aplican a el presente inciso.
- (c) Los compromisos considerados en el inciso 6.11 (b)(ii) y los convenios considerados en el inciso 6.11 (b) (iii) podrán prever que el operador de sistema u otro autoridad extranjero solicite autorización al CENACE para la interrupción de exportaciones a México. Si cualquier ente distinto al CENACE está facultado a interrumpir la exportación sin pedir autorización, aunque requiera la notificación o coordinación con el CENACE, se considerará que la Potencia es contingente al sistema extranjero en términos de la Base 11.1.5 (d) (iv), por lo cual no se cumplen los supuestos del inciso 6.11 (b)(ii) o el inciso 6.11 (b) (iii).
- (d) El Generador que represente la Unidad de Central Eléctrica extranjera (en el caso del inciso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.6-11\(b\)\(iii\)](#)) o el CENACE (en el

caso del inciso [jError! No se encuentra el origen de la referencia.6.1\(c\)\(iii\)](#) deberá obtener del operador del Sistema Eléctrico Vecino en cuyo territorio se ubique la Unidad de Central Eléctrica extranjera, una confirmación por escrito de que la Potencia de la Unidad de Central Eléctrica no contribuye de manera para el mercado de Potencia (de existir alguna) del Sistema Eléctrico Vecino, o para el cumplimiento de las Obligaciones Mínimas de Potencia de las Entidades Responsables de Carga del Sistema Eléctrico Vecino. Los requisitos y aclaraciones de los incisos [jError! No se encuentra el origen de la referencia.6.11\(b\)\(ii\)](#) y [jError! No se encuentra el origen de la referencia.6.1\(c\)\(ii\)](#) también aplican al presente inciso.

- (e) A las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en el extranjero que pretenden exportar energía a México vía interconexiones sistema-a-sistema, no se les acreditará DEF a menos que el Generador que las represente compruebe que se ha reservado y obtenido en el sistema de transmisión extranjero un servicio de transmisión firme desde las Unidades de Central Eléctrica a la frontera de México, y que haya demostrado la capacidad de entrega de la generación hacia México. Cabe aclarar que:
 - (i) Para comprobar, el Generador deberá presentar una declaración escrita, de todos los operadores de los Sistema Eléctricos Vecinos que operen los territorios entre la Unidad de Central Eléctrica y la frontera de México.
 - (ii) La declaración deberá ser firmada por la(s) persona(s) legalmente autorizadas por el o los operadores de los Sistemas Eléctricos Vecinos.
- (f) Cuando una Unidad de Central Eléctrica ubicada en el extranjero tenga la opción de interconectarse con un Sistema Eléctrico Vecino y el Generador que la representa no ha presentado compromisos vinculantes, o si el CENACE no ha celebrado el contrato referido en el inciso 6.11 (b) (iii) anterior, se asumirá que la exportación hacia México será interrumpida a discreción del Sistema Eléctrico Vecino. Dichas Unidades de Central Eléctrica únicamente podrán ofrecer Potencia contingente al sistema extranjero, que es de calidad inferior a la Potencia Entregada que se comercia en el Mercado para el Balance de Potencia. Únicamente el CENACE podrá comprar Potencia contingente al sistema extranjero cuando se requiera para Confiabilidad o en caso de un Estado Operativo de Emergencia, según se establece en el artículo 135 de la Ley, bajo los términos definidos por la CRE.
- (g) El CENACE informará a los Participantes del Mercado los resultados de su determinación de la DEF inmediatamente después de su cálculo.
- (h) Las Unidades de Central Eléctrica que no generen la cantidad de energía que les solicite el CENACE, como parte de una instrucción de prueba de despacho o una instrucción de despacho sufrirán una reducción de DPF. Si, incluso con esta reducción, el CENACE considera que la DPF de una Unidad de Central Eléctrica es mayor a la que hubiera sido si la Unidad de Central Eléctrica hubiera ofrecido consistentemente al mercado una Potencia que de hecho hubiera podido producir, entonces:

- (i) El CENACE podrá realizar un cálculo alternativo de la DPF de dicha Unidad de Central Eléctrica, usando las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía que reflejen el entendimiento que tenga el CENACE de la potencia real de dicha Unidad de Central Eléctrica.
- (ii) El CENACE podrá utilizar la DPF del inciso [jError! No se encuentra el origen de la referencia.\(i\)](#) anterior para el cálculo de la Potencia Entregada de la Unidad de Central Eléctrica.
- (iii) Si el CENACE llegara a utilizar la DPF del inciso [jError! No se encuentra el origen de la referencia.\(i\)](#) anterior, el CENACE debe justificar las cantidades de Disponibilidad de Producción de Energía utilizadas en el inciso [jError! No se encuentra el origen de la referencia.\(i\)](#), y el CENACE presentará la justificación al Generador responsable de la Unidad de Central Eléctrica, a la CRE y a la Unidad de Vigilancia del Mercado.

6.12 Validación de la Potencia

6.12.1 El CENACE monitoreará la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

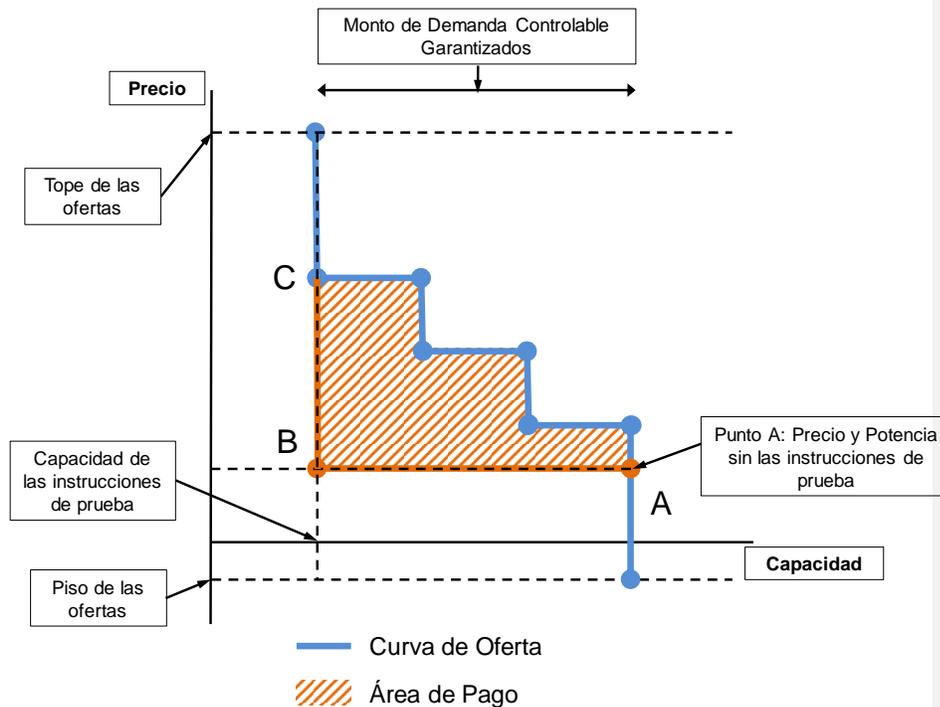
6.12.2 Una forma en la que el CENACE puede vigilar la disponibilidad es emitiendo instrucciones de prueba.

- (a) El presente numeral se refiere a las instrucciones de prueba para el Mercado de Tiempo Real, donde:
 - (i) El objeto de estas pruebas es comprobar la disponibilidad de una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada para brindar Potencia Entregada en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) La Disponibilidad de Producción de Energía de una Unidad de Central Eléctrica y la Disponibilidad de Reducción de Consumo de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada se mide considerando ofertas asociadas con estos Recursos en el Mercado de Tiempo Real.
 - (iii) El presente Manual no limita la capacidad del CENACE de emitir otro tipo de instrucciones de prueba, además de las instrucciones de prueba explícitamente cubiertas por este Manual.
- (b) El CENACE podrá emitir instrucciones de despacho a una Unidad de Central Eléctrica o a un Recurso de Demanda Controlable Garantizada incluso si están fuera de mérito, la Unidad de Central Eléctrica será despachada o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada recibirá instrucciones para reducir su consumo, cabe hacer notar lo siguiente:

- (i) las Unidades de Central Eléctrica tendrán derecho a la Garantía de Suficiencia de Ingresos correspondiente de conformidad con el Manual de Mercados de Energía de Corto Plazo cuando cumplan con dichas instrucciones de despacho.
- (ii) El Recurso de Demanda Controlable Garantizada también será compensado cuando respondan a una instrucción de prueba para reducir su consumo en una cantidad determinada de conformidad con un esquema de compensaciones que será desarrollado por el CENACE. Dicho esquema de compensaciones estará basado en lo siguiente, a menos que el CENACE determine que un esquema de compensaciones alternativo sea más adecuado.
 - (A) El monto de la compensación es igual al área de una forma que básicamente es el excedente perdido de consumidores para el Centro de Carga involucrado en las instrucciones de prueba debido a dichas mismas instrucciones de prueba, donde la forma se determina según lo siguiente, y se representa en la [Figura 3](#).

6.12.3 Se muestra una gráfica de la curva de oferta para el Mercado de Tiempo Real del Centro de Carga involucrado en las instrucciones de prueba.

Figura 13: Pago por Instrucciones de Prueba para Recursos de Demanda Controlable Garantizada



- El CENACE determina la cantidad del Centro de Carga que hubiera sido suministrada de no haber sido por las instrucciones de prueba, y el PML correspondiente que hubiera recibido el Centro de Carga de no haber sido por las instrucciones de prueba – esto es el Punto A en la [Figura 3](#).
- La forma está delimitada en la parte inferior por una línea horizontal que recorre del punto A, a un punto con el mismo precio pero con una cantidad equivalente al consumo real del Centro de Carga considerado debido a la instrucción de reducción de consumo de prueba – Punto B en la [Figura 3](#).
- La forma está delimitada a la izquierda por una línea vertical desde el Punto B al (precio más bajo) punto en la curva de oferta con la misma cantidad que el Punto B – Punto C en la [Figura 3](#).
- La forma está delimitada en la parte superior por la curva de oferta, entre el Punto C y el Punto A.
- Las instrucciones de despacho de prueba deberán seguir los procedimientos que dispone el Manual de Mercados de Energía de Corto Plazo.

- (f) El CENACE emitirá instrucciones de despacho de prueba en el Mercado de Tiempo Real conforme a lo siguiente:
 - (i) En el caso de una Unidad de Central Eléctrica, el CENACE instruirá al Generador que represente a la Unidad de Central Eléctrica que la opere hasta el Límite de Despacho Económico Máximo en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) En el caso de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, el CENACE instruirá a la ERC responsable del Centro de Carga que opere a un nivel de carga correspondiente al 100% de reducción de la Demanda Controlable Garantizada. Dichas instrucciones de prueba deberán ser emitidas cuando el Centro de Carga esté consumiendo, al momento de sus instrucciones de despacho, un nivel de MW que sea mayor a la cantidad de las instrucciones de despacho de prueba.
- (g) Cada Unidad de Central Eléctrica deberá cumplir con la instrucción de prueba de forma que se respeten las limitaciones de tiempo especificadas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para instrucciones de despacho, donde las limitaciones de tiempo pueden estar basadas en:
 - (i) La tasa de rampa de la Unidad de Central Eléctrica;
 - (ii) La tecnología de la Unidad de Central Eléctrica, por ejemplo, las Unidades de Central Eléctrica Nucleares pueden tener requisitos especiales para su respuesta a instrucciones de prueba;
 - (iii) El estado de la Unidad de Central Eléctrica al momento de las instrucciones, por ejemplo, si está desconectada o conectada, y si está conectada, si está operando a su Límite de Despacho de Emergencia Mínimo, a su Límite de Despacho Económico Mínimo, a su límite de Despacho Económico Máximo, a su límite de Despacho de Emergencia Máximo o a algún otro nivel.
- (h) Cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada deberá cumplir la instrucción de prueba de forma que se respeten las limitaciones de tiempo especificadas en el Manual de Seguimiento de Instrucciones de Despacho para instrucciones de despacho, donde las limitaciones de tiempo pueden estar basadas en:
 - (i) La tasa de rampa del Centro de Carga considerado;
 - (ii) El tiempo de notificación del Centro de Carga considerado;
 - (iii) El estado del Centro de Carga considerado al momento de las instrucciones, por ejemplo, si está desconectado o conectado, y si está conectado, si está operando a su Límite de Despacho Económico Mínimo, Límite e Despacho de Emergencia Mínima, Límite de Despacho Económico Máximo, Límite de Despacho de Emergencia Máximo o a algún otro nivel.

- (i) El CENACE deberá librar a la una Unidad de Central Eléctrica o a un Recurso de Demanda Controlable Garantizada de todas las obligaciones de brindar servicios auxiliares durante el periodo de la prueba.
- (j) Tras los límites de tiempo que se mencionan en el numeral 6.12.3 (e) para alcanzar inicialmente el nivel de MW asociado con las instrucciones de despacho, se evalúa la Unidad de Central Eléctrica o el Recurso de Demanda Controlable Garantizada los 30 minutos subsiguientes, y el CENACE medirá la producción promedio de la Unidad de Central Eléctrica o el consumo promedio del Recurso de Demanda Controlable Garantizada durante dicho periodo de 30 minutos.
- (k) Tras el periodo de prueba que se menciona en el numeral anterior, el CENACE reanudará el despacho a la Unidad de Central Eléctrica o al Recurso de Demanda Controlable Garantizada en línea con los resultados de los modelos de los Mercados de Corto Plazo, es decir, tratando a estos Recursos de la misma manera que a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada. Cabe notar que, por supuesto, al correr dichos modelos, el CENACE considerará el estado operativo actual de la Unidad de Central Eléctrica o del Recurso de Demanda Controlable Garantizada debido a sus instrucciones de prueba.
- (l) Los Contratos Legados para el Suministro Básico en modalidad de Producción Independiente de Energía deberán garantizar que sus Centrales Eléctricas estarán sujetas a las instrucciones de prueba emitidas por el CENACE. Las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista relacionadas a dichas pruebas serán llevadas a cabo entre CENACE y los Generadores que representen dichas Centrales Eléctricas de conformidad con lo dispuesto en el presente Manual y las Reglas del Mercado.
- (m) El CENACE podrá realizar pruebas a múltiples Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada durante un periodo de 24 horas, sin embargo, el CENACE no podrá realizar pruebas a más de dos Recursos de Demanda Controlable Garantizada o Unidades de Central Eléctrica simultáneamente dentro de un mismo sistema interconectado dentro del mismo periodo de tiempo.

6.12.4 Por cada incumplimiento, con la excepción del numeral 6.12.4(b) que se observe una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable por no tener disponible la capacidad ofrecida, el CENACE reducirá la Disponibilidad de Producción Física calculada para el año por el 10% de la capacidad ofrecida que no estuvo disponible, haciendo notar lo siguiente.

- (a) Este incumplimiento puede presentarse en una prueba específica o el despacho normal.
- (b) El incumplimiento de una Unidad de Central Eléctrica por no tener disponible la capacidad que fuera ofrecida como disponible no causará la penalización del 10% bajo las siguientes circunstancias:
 - (i) Si la Unidad de Central Eléctrica experimenta una salida forzada entre el momento de cierre para ofertas en el Mercado de Tiempo Real y el momento cuando se le

requirió a la Unidad de Central Eléctrica que generara al nivel ofrecido de capacidad, tomando en cuenta que:

- (A) si la Unidad de Central Eléctrica no le reporta inmediatamente al CENACE la salida forzada, entonces la penalización del 10% seguirá aplicando;
- (B) El CENACE podrá reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado si sospecha que una Unidad de Central Eléctrica reportó falsamente una salida forzada, o falsifica algunos de los detalles de una salida forzada, con el objeto de evitar la penalización del 10%.

(ii) Si no se siguen las instrucciones de despacho de prueba en el marco de tiempo estipulado en los numerales 6.12.3 (e) y 6.12.3 (g), o no se siguen las instrucciones de despacho en sí y esto se debe al incumplimiento de la Unidad de Central Eléctrica de arrancar desde una condición desconectada, por lo que el CENACE determina que las repercusiones en la reducción de la DPF deberían ser distintas para el caso cuando no se arranca una Unidad de Central Eléctrica que para el caso en que dicha Unidad si logra arrancar pero no consigue producir la Potencia que ha ofrecido.

- (c) El CENACE podrá desarrollar un esquema de penalización alternativo para la DPF en las situaciones del numeral 6.12.3 (b).
- (d) El CENACE le reportará a la CRE los resultados de los incumplimientos que observen las Unidades de Central Eléctrica o los Recursos de Demanda Controlable. De considerarlo necesario, la CRE podrá reducir la Capacidad Instalada de la Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable por un periodo más largo o permanentemente.

6.12.5 Si una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable no tiene disponible la capacidad ofrecida, el CENACE iniciará pruebas subsecuentes de la Unidad de Central Eléctrica o del Recurso de Demanda Controlable hasta que esté satisfecho de que pueden producir la Potencia que ofrecen como disponible.

6.12.6 Los procedimientos operativos para determinar y demostrar que la capacidad disponible de las Unidades de Central Eléctrica deberán ser consistentes con las Buenas Prácticas de la Industria y lograr la uniformidad para fines de planeación, operación, contabilidad y reporte.

CAPÍTULO 7

Potencia Adquirida en Contratos de Cobertura

7.1 Venta de Potencia en Contratos de Cobertura Eléctrica.

- 7.1.1** La compraventa de Potencia Entregada puede llevarse a cabo entre los Participante del Mercado mediante Contratos de Cobertura Eléctrica, los cuales pueden ser negociados y acordados bilateralmente y cubren cualquier periodo futuro acordado por las partes.
- 7.1.2** Los diferentes tipos de Contratos de Cobertura Eléctrica se establecen en el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica. En todos los casos, el componente de Potencia de los Contratos de Cobertura debe especificarse en la forma de Potencia Entregada y debe resultar en el registro de Transacciones Bilaterales de Potencia reportadas al CENACE para que la Potencia Entregada se acredite a la Obligación Mínima de Potencia o de lo contrario se incorpore en el Mercado para el Balance de Potencia.
- 7.1.3** Los Contratos de Cobertura Eléctrica para Potencia Entregada deben especificar un programa de la Potencia Entregada a ser transferida entre los Participantes del Mercado en uno o más años, con el fin de que se incorpore en el cálculo de la Obligación Neta de Potencia de un Participante del Mercado. Al respecto, aplicarán las siguientes disposiciones con respecto a dicho programa:
- (a) La cantidad de Potencia Entregada de los Contratos de Cobertura Eléctrica gestionada puede ser diferente para cada año.
 - (b) Un Contrato de Cobertura Eléctrica puede aplicar al año corriente y/o a uno o más año futuro(s). Para este fin, un año se considera como el año corriente siempre y cuando la Transacción Bilateral de Potencia asociada con el Contrato de Cobertura Eléctrica sea registrada con el CENACE antes de la fecha límite para registrar la Transacción Bilateral de Potencia para el Mercado de Potencia de dicho año. De esta forma los Contratos de Cobertura Eléctrica que transfieran Potencia Entregada en un año puede ser celebrado antes de dicho año, o incluso después del cierre del año, siempre y cuando el contrato aplicable sea ejecutado y registrado (Incluyendo la Transacción Bilateral de Potencia) con el CENACE antes de la fecha límite; con el fin de que sea tomado en cuenta en el Mercado para el Balance de Potencia.

Ejemplo 14

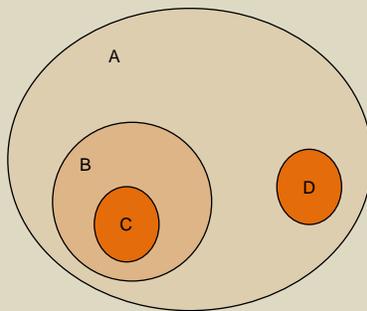
Potencia Adquirida en Contratos de Cobertura

En diciembre de 2017, la ERC “Suministro de Electricidad de México”, celebró un Contrato de Cobertura Eléctrica mediante el cual adquirió Potencia Entregada para los años 2017 y 2018. Para que la Potencia Entregada bajo este contrato se incorpore al cálculo de la Obligación Neta de Potencia de 2017, la ERC deberá registrar la Transacción Bilateral de Potencia en el periodo establecido, cuyo día límite es un día antes de la realización del Mercado para el Balance de Potencia para el año 2017, el cual se llevará a cabo a más tardar en febrero de 2018.

- (c) El programa debe especificar la Zona de Potencia para la cual aplique la transacción o indicar una tabla de Potencia Entregada en cada año por zona, en el caso de más de una Zona de Potencia.
- (d) Las Zonas de Potencia especificadas en los Contratos de Cobertura Eléctrica serán las Zonas de Potencia más pequeñas en las que se pretenda que cuenten las cantidades de Potencia Entregada para cumplir con las Obligaciones Mínimas de Potencia. Éstas deben ser las Zonas de Potencia más pequeñas donde estén ubicados los Recursos físicos que se pretenda que respalden la venta de Potencia Entregada.

Ejemplo 15

Zonas de Potencia especificadas en Contratos de Cobertura Eléctrica



El Generador “Energía del Centro” representa a tres Unidades de Central Eléctrica, las cuales se encuentran ubicadas de la siguiente forma:

- Una Unidad en la Zona de Potencia C, con una producción esperada de 50 MW de Potencia Entregada;
- Una Unidad en la Zona de Potencia B pero fuera de la Zona de Potencia C, con una producción esperada de 70 MW de Potencia Entregada; y,
- Una Unidad en la Zona de Potencia D, con una producción esperada de 80 MW de Potencia Entregada.

Si este Generador vendiera las mismas cantidades solamente a una ERC, el Contrato de Cobertura Eléctrica registraría: 50 MW en la Zona de Potencia C, 70 MW en la Zona de Potencia B, y 80 MW en la Zona de Potencia D. No se registraría nada en la Zona de Potencia A, a pesar de que las Zonas de Potencia B, C, y D se encuentran como Zonas Anidadas a la Zona de Potencia A.

7.1.4 Los Contratos de Cobertura Eléctrica deben ser respaldados por uno o varios activos físicos:

- (a) Un Generador que venda Potencia Entregada bajo Contratos de Cobertura Eléctrica debe tener la certeza de que la(s) Unidad(es) de Central Eléctrica que representa será(n), bajo condiciones normales de operación, capaz/capaces de entregar por lo menos la cantidad total de Potencia Entregada que ha vendido (excluyendo ventas de contratos de reventa, consultar el inciso (c) en cada Zona de Potencia cada año.
- (b) Una ERC que venda Potencia Entregada bajo Contratos de Cobertura Eléctrica debe tener la certeza de que el/los Recurso(s) de Demanda Controlable Garantizada que representa, bajo condiciones normales de operación, será(n) capaz/capaces de entregar por lo menos la cantidad total de Potencia Entregada que ha vendido (excluyendo ventas de contratos de reventa, consultar el inciso (c) en cada Zona de Potencia cada año.
- (c) Se permiten otras ventas de Potencia Entregada bajo Contratos de Cobertura Eléctrica; sin embargo, dicha venta debe ser una reventa (ya sea parcial o total) de un Contrato de Cobertura Eléctrica "primario" cuyo vendedor inicial antes haya cumplido con los requisitos establecidos en los incisos (a) y (b).
- (d) Las Transacciones Bilaterales de Potencia también deben respaldarse por un activo físico, de conformidad con los incisos (a), (b) y (c).
- (e) Cuando se registre un Contrato de Cobertura Eléctrica con el CENACE, salvo la excepción indicada en el inciso (f), la parte vendedora del Contrato de Cobertura Eléctrica debe también presentar ante el CENACE un documento por escrito que contenga la forma en que cumplirá con su obligación de suministrar la Potencia Entregada al amparo del Contrato. El documento puede contener la siguiente información:
 - (i) Contratos de Cobertura Eléctrica que la parte vendedora haya celebrado con anterioridad; y,

- (ii) El total de Unidades de Central Eléctrica (en el caso en que la parte vendedora sea un Generador) y Recursos de Demanda Controlable Garantizada (en el caso en que la parte vendedora sea una ERC) que representa la parte vendedora, incluyendo la expectativa de la parte vendedora de Potencia Entregada que producirá cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada para cada año en el que se venda Potencia Entregada bajo el Contrato de Cobertura Eléctrica.
- (f) Las partes vendedoras de los Participantes del Mercado que suscriban múltiples Contratos de Cobertura Eléctrica en el transcurso de un solo mes natural para la vender Potencia Entregada pueden presentarle un solo documento al CENACE a más tardar 3 días naturales antes de que termine el mes que cubra el plan colectivo para cumplir con su obligación de suministrar Potencia Entregada al amparo de todos los Contratos de Cobertura Eléctrica que el Participante del Mercado haya suscrito en el mes considerado. Los Participantes del Mercado deben informarle al CENACE su elección de presentar un reporte mensual al momento que dichos Participantes del Mercado registren cada Contrato de Cobertura Eléctrica para la venta de Potencia Entregada ante el CENACE durante dicho mes.
- (g) El CENACE revisará los documentos que se mencionan en los incisos (e) y (f). La revisión puede incluir:
 - (i) La evaluación de la Potencia Entregada que un Generador espera que produzcan sus Unidades de Central Eléctrica en un año dado. El CENACE puede considerar, para cada Unidad de Central Eléctrica identificada por el Generador en su plan:
 - (A) su Capacidad Instalada;
 - (B) tasas razonables de salida forzada y planeada para la Unidad de Central Eléctrica en cuestión;
 - (C) programas de mantenimiento anunciados; y
 - (D) factores de Potencia razonables para las Unidades de Central Eléctrica Intermitentes.
 - (ii) La evaluación de la Potencia Entregada que una ERC espera de sus Recursos de Demanda Controlable Garantizada en un año dado. El CENACE puede considerar lo siguiente para cada Recurso de Demanda Controlable Garantizada identificado por la ERC en su plan:
 - (A) las ofertas históricas (ofertas hechas y ofertas aceptadas) en el Mercado de Tiempo Real de la ERC de los Centros de Carga asociados con el Recurso de Demanda Controlable Garantizada.
 - (B) el consumo histórico de los Centros de Carga asociados con el Recurso de Demanda Controlable Garantizada;

(C) las reducciones potenciales de consumo, por ejemplo, debido a una salida a largo plazo anunciada de una fábrica, para los Centros de Carga asociados con el Recurso de Demanda Controlable Garantizada.

(h) Si al concluir la revisión del CENACE, considera que el plan contenido en el documento no cumple con los incisos (a), (b) o (c), entonces lo notificará a la Unidad de Vigilancia del Mercado y a la CRE, adjuntándoles cualquier información o documentación de respaldo. La Unidad de Vigilancia podrá establecer penalizaciones para los Participantes del Mercado que incumplan con lo dispuesto anteriormente.

7.1.5 Si el CENACE considera que un Participante del Mercado ha contratado venta de Potencia Entregada que exceda lo que en realidad es capaz de entregar, entonces:

(a) El CENACE se lo reportará a la Unidad de Vigilancia del Mercado, adjuntando la documentación y evidencia de respaldo;

(b) La Unidad de Vigilancia del Mercado deberá llevar a cabo las investigaciones y si concluye que la venta de Potencia Entregada excede la capacidad de entrega, entonces la Unidad de Vigilancia podrá establecer penalizaciones para estos casos.

7.1.6 No se permite la exportación de Potencia Entregada a Zonas de Potencia alternativas:

(a) La Potencia Entregada vendida en un Contrato de Cobertura Eléctrica para una Zona de Potencia debe provenir de la(s) Unidad(es) de Central Eléctrica y/o el/los Recurso(s) de Demanda Controlable Garantizada que esté(n) directamente interconectado(s) con uno o más NodosP en dicha Zona de Potencia.

(b) El CENACE deberá determinar y utilizar la Zona de Potencia real de cada Unidad de Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable Garantizada al asociar la Potencia Entregada del Participante del Mercado relacionado con las Zonas de Potencia para el cálculo de la Obligación Neta de Potencia de cada Participante del Mercado. Por lo anterior, de existir inconsistencias entre la(s) Zona(s) de Potencia real(es) de los Recursos y la(s) Zona(s) de Potencia especificada(s) en los Contratos de Cobertura Eléctrica, el Participante del Mercado puede ser expuesto (a favor o en contra) en las zonas relacionadas, a la medida de la inconsistencia.

(c) El CENACE deberá reportar las inconsistencias a la Unidad de Vigilancia del Mercado a más tardar un mes a partir de la fecha en la identificó.

7.1.7 El producto de Potencia comprado y vendido en las Subastas de Mediano y de Largo Plazo es Potencia Entregada, es decir, es el mismo producto de Potencia gestionado en los Contratos de Cobertura Eléctrica y en el Mercado para el Balance de Potencia.

7.1.8 En el caso de que una ERC y un Generador sean empresas filiales que desean que la Potencia Entregada que sea producida por las Unidades de Central Eléctrica del Generador se acredite para cumplir con las Obligaciones Mínimas de Potencia de la ERC, deberán celebrar uno o más Contrato(s) de Cobertura Eléctrica para transferir la Potencia Entregada asociada; y deberán

registrar las Transacciones Bilaterales de Potencia que resulten de dicho contrato ante el CENACE.

7.2 Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia

7.2.1 La transferencia de Potencia Entregada entre los Participantes del Mercado que suscriban Contratos de Cobertura Eléctrica deberá llevarse a cabo a través de Transacciones Bilaterales de Potencia. Las siguientes disposiciones aplicarán para el registro de una Transacción Bilateral de Potencia:

- (a) La parte Emisora (vendedora) y Adquiriente (comprador) deberán realizar una Transacción Bilateral de Potencia que especifique el mismo programa de cantidades de Energía Instruida para los años y Zonas de Potencia especificados en su Contrato de Cobertura Eléctrica. No se requiere indicar información de precios como parte de la Transacción Bilateral de Potencia.
- (b) La Transacción Bilateral de Potencia se realizará con el CENACE, observando las condiciones y plazos que se establecen en las Bases del Mercado Eléctrico y en el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- (c) Al registrar la Transacción Bilateral de Potencia, el Emisor acreditará TBPotV y el Adquiriente acreditará TBPotC, para efectos del cálculo de las Obligaciones Netas de Potencia.
- (d) Las cantidades de Potencia Entregada compensarán únicamente las Obligaciones Mínimas de Potencia de las ERC, una vez se hayan cumplido las condiciones establecidas en los incisos (a) y (b).

7.3 Efecto de la adición, cambio o eliminación de Zonas de Potencia después de que se haya registrado un Contrato de Cobertura Eléctrica o una Transacción Bilateral de Potencia

7.3.1 La presente sección contempla lo que le sucede a los Contratos de Cobertura Eléctrica o a las Transacciones Bilaterales de Potencia que ya han sido registradas con el CENACE cuando se añade, cambia o elimina una Zona de Potencia. Se tendrán las siguientes consideraciones:

- (a) Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica podrán acordar por adelantado lo que ocurrirá cuando ocurran cambios a las Zonas de Potencia en el SEN. Las partes de los Contratos de Cobertura Eléctrica podrán cancelar o modificar sus contratos por mutuo acuerdo cuando existan cambios en las Zonas de Potencia en el SEN que puedan afectar sus transacciones, a menos que las leyes, las normas, o las leyes aplicables indiquen expresamente lo contrario.
- (b) Las partes deberán registrar con el CENACE la cancelación o modificación de su Contrato de Cobertura Eléctrica, considerando lo siguiente:

- (i) El cambio o la cancelación de un Contrato de Cobertura Eléctrica debe ser registrado siguiendo el mismo programa que aquel especificado para registrar nuevos Contratos de Cobertura Eléctrica en las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica;
- (ii) El cambio o la cancelación de una Transacción Bilateral de Potencia debe ser registrado con el CENACE siguiendo el mismo programa que aquel especificado para registrar nuevas Transacciones Bilaterales de Potencia en las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- (iii) El cambio o la cancelación de un Contrato de Cobertura Eléctrica afecta el valor de las Obligaciones Netas de Potencia.

7.3.2 Los Participantes del Mercado no están obligados a cambiar o cancelar sus Contratos de Cobertura Eléctrica de conformidad con el proceso del numeral anterior en caso de cambios en las Zonas de Potencia en el SEN.

7.3.3 Si los Participantes del Mercado no registran un cambio o una cancelación de un Contrato de Cobertura Eléctrica o de una Transacción Bilateral de Potencia con el CENACE siguiendo lo establecido en el numeral 7.3.1, el CENACE considerará que ocurrieron los siguientes cambios con respecto a las Zonas de Potencia consideradas por Contratos de Cobertura Eléctrica y Transacciones Bilaterales de Potencia.:

- (a) En caso de que una Zona de Potencia sea eliminada, el CENACE considerará que la Potencia Entregada para la Zona de Potencia eliminada sea asignada para la más pequeña de las Zonas de Potencia restantes en el SEN que contenga la Zona de Potencia eliminada.
- (b) En caso de que se añada una Zona de Potencia, entonces:
 - (i) Si un Contrato de Cobertura Eléctrica y cualquier Transacción Bilateral de Potencia están registradas para una Unidad de Central Eléctrica o a un Recurso de Demanda Controlable Garantizada específico, entonces:
 - (A) Si dicho Recurso no está ubicado en la nueva Zona de Potencia, entonces el CENACE no hará ningún cambio al Contrato de Cobertura Eléctrica y Transacciones Bilaterales de Potencia.
 - (B) Si dicho Recurso está ubicado en la nueva Zona de Potencia, entonces el CENACE considerará que la Potencia Entregada se transfirió a la nueva Zona de Potencia.
 - (ii) En caso de que el Contrato de Cobertura Eléctrica y las Transacciones Bilaterales de Potencia asociadas *no* estén registrados como relacionados con una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, sino en su lugar están relacionados con una Zona de Potencia en general, entonces el

CENACE no le hará ningún cambio al Contrato de Cobertura Eléctrica ni a las Transacciones Bilaterales de Potencia.

- (c) En caso que se cambie el área geográfica dentro del SEN que cubra una Zona de Potencia, entonces:
- (i) Si un Contrato de Cobertura Eléctrica y cualquier Transacción Bilateral de Potencia está explícitamente registrada como relacionado con una Unidad de Central Eléctrica o a un Recurso de Demanda Controlable Garantizada específico, entonces:
 - (A) Si dicho Recurso estaba ubicado en la Zona de Potencia antes de que fuera cambiada pero ya no está ubicado en la Zona de Potencia redefinida, entonces el CENACE automáticamente considerará que la Potencia Entregada asociada en el Contrato de Cobertura Eléctrica y cualquier Transacción Bilateral de Potencia ocurren en la Zona de Potencia más pequeña en la que se localice el Recurso.
 - (B) Si dicho Recurso está ubicado en la Zona de Potencia redefinida pero no estaba ubicado en la Zona de Potencia como antes estuvo definida, y si el Recurso tampoco está ubicado en una Zona de Potencia más pequeña que la Zona de Potencia redefinida, entonces el CENACE automáticamente considerará que la Potencia Entregada asociada transferida en el Contrato de Cobertura Eléctrica y cualquier Transacción Bilateral de Potencia ocurre en la Zona de Potencia redefinida.
 - (C) Si dicho Recurso no es contemplado ya sea por el inciso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(A\)](#) o el [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(B\)](#) anteriores, entonces el CENACE no hará ningún cambio al Contrato de Cobertura Eléctrica ni a cualquier Transacción Bilateral de Potencia asociada.
 - (ii) Si un Contrato de Cobertura Eléctrica y cualquier Transacción Bilateral de Potencia asociada *no* están registrados como relacionados con una Unidad de Central Eléctrica o un Recurso de Demanda Controlable Garantizada, entonces el CENACE no le hará ningún cambio al Contrato de Cobertura Eléctrica y a cualquier Transacción Bilateral de Potencia asociada.

CAPÍTULO 8

Tecnología de Generación de Referencia

8.1 Identificación de la Tecnología de Generación de Referencia.

- 8.1.1** El CENACE deberá identificar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia a más tardar cuatro meses antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia. El CENACE deberá publicar en el SIM los costos, y las características técnicas utilizadas en la presente sección para cada Tecnología de Generación de Referencia.
- 8.1.2** El CENACE puede determinar que la misma Tecnología de Generación de Referencia es aplicable a múltiples Zonas de Potencia.
- 8.1.3** El CENACE deberá determinar la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia cada tercer año, y deberá publicar las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas por lo menos seis meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia en donde se utilice esta información.
- 8.1.4** Las Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas están sujetas a la aprobación de la CRE.

8.2 Informe de la selección de Tecnologías de Generación de Referencia

- 8.2.1** El CENACE deberá entregar a la CRE un informe escrito que establezca la justificación por la que se seleccionaron las Tecnologías de Generación de Referencia. Además, dicho informe deberá contener los criterios que permitan comprobar la validez de los costos asociados y características técnicas.
- 8.2.2** El informe del CENACE especificará la Potencia de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia utilizando tres métricas independientes:
 - (a) Capacidad Instalada Bruta (Capacidad Instalada antes de restar el uso interno de energía);
 - (b) Capacidad Instalada Neta (Capacidad Instalada después de restar el uso interno de energía);
 - (c) Potencia indicada en los mismos términos que la Potencia Entregada.
- 8.2.3** Los costos de la Tecnología de Generación de Referencia se deberán expresar de la siguiente manera:
 - (a) El CENACE calculará la Potencia Entregada como la Capacidad Instalada neta multiplicada por (100% menos la tasa de salida forzada (TSF)), donde TSF es la salida forzada estimada para la Tecnología de Generación de Referencia.

- (b) En este cálculo, el CENACE utilizará cifras publicadas de TSF, a menos que el CENACE considere que una TSF diferente sería adecuada para la Tecnología de Generación de Referencia. En cualquier caso, el CENACE debe justificar el/los valor(es) de la TSF utilizada.

8.2.4 El informe del CENACE deberá contener los costos asociados a la Tecnología de Generación de Referencia en MXN\$ y USD\$, considerando lo siguiente:

- (a) Los costos en MXN\$ y los costos denominados en USD\$ asociados con la Tecnología de Generación de Referencia deberán referenciarse al tipo de cambio Peso/Dólar Americano que publique el Banco de México 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe.
- (b) Los costos asociados deberán ser aplicables a la Tecnología de Generación de Referencia 30 días naturales previos a que el CENACE publique su informe.
- (c) Los costos se indican de conformidad con los inicios (a) y (b) como insumo para determinar la forma en que los costos serán escalados conforme al numeral 8.3.3, para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia.
- (d) El costo en MXN\$ se utiliza únicamente para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia.

8.2.5 Los componentes del costo asociados con la Tecnología de Generación de Referencia deberán incluir lo siguiente:

- (a) Costos fijos. Se deberán expresar tanto por MW-año de Capacidad Instalada como por MW-año de Potencia Entregada. Los costos fijos consistirán de:
 - (i) Costos de inversión nivelados, calculados de conformidad con el numeral 8.3.1;
 - (ii) Costos fijos de Operación y mantenimiento (costos de operación y mantenimiento que no varíen con la producción);
 - (iii) Costos fijos pagados por el transporte de combustible;
 - (iv) Impuestos a la propiedad;
 - (v) Costos de seguro; y
 - (vi) Costos generales y administrativos.
- (b) Costos variables. Los costos variables deberán estimarse consistentes con las bases utilizadas en el proceso de planeación de generación indicativa elaboradas por la SENER. Los costos variables consistirán de:
 - (i) Para Recursos de generación térmica, costos de combustible, los cuales se establecerán en la forma de:

- (A) Régimen térmico (en MMBtu/kWh). El CENACE debe incluir el índice térmico medido en términos del valor superior calorífico.
- (B) El combustible utilizado, por ejemplo, gas natural, diésel, combustóleo o carbón, y los índices a usarse para determinar los precios de dicho combustible. Dichos índices deben basarse en los índices equivalentes determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, para su uso en las ofertas al Mercado de Corto Plazo.; y
- (C) Una fórmula para calcular los costos variables de combustible para la Central Eléctrica, incluyendo los costos variables de transporte para combustible entregado a la planta, de conformidad con el numeral 2.12.13. Dicha fórmula debe basarse en las formulas equivalentes determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, para su uso en las ofertas al Mercado de Corto Plazo.

(ii) Costos variables de operación y mantenimiento por MWh.

8.2.6 Por cada Zona de Potencia, el informe deberá identificar los índices de combustible, los ajustes a las bases, los costos variables de transporte de combustible y la fórmula basada en los índices que serán utilizados por el CENACE para calcular los costos variable de combustible de la Tecnología de Generación de Referencia con el fin de determinar los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia (IMTR) de conformidad con la sección 9.12. Considerando que:

- (a) La información publicada del costo del combustible del inciso (b) del numeral 8.2.5 , debe producir un costo variable de combustible que refleje un costo promedio del combustible, incluyendo costos variables promedio de transportación, para la Tecnología de Generación de Referencia, donde:
 - (i) El costo variable del combustible es un *promedio* dado que es posible que el CENACE determine el costo considerando distintas ubicaciones en la Zona de Potencia donde el CENACE considere que la Tecnología de Generación pueda ser instalada, donde cada ubicación podrá tener distinto costo variable de combustible incluyendo distintos costos variables de transportación.
 - (ii) Para evitar dudas, el CENACE podrá considerar la posibilidad de múltiples ubicaciones dentro de una Zona de Potencia donde la Tecnología de Generación de Referencia podría interconectarse, y aunque cada ubicación potencialmente produciría un costo variable de combustible incluyendo transportación El CENACE deberá publicar una fórmula para cada Zona de Potencia que determine un costo variable del combustible para la Tecnología de Generación de Referencia en esa Zona de Potencia. La fórmula puede incluir múltiples índices de combustible, si el CENACE lo considera adecuado.
- (b) El CENACE deberá indicar claramente cómo se calcularán los costos variables del combustible para determinar los IMTR: por ejemplo, el CENACE podría especificar un índice de combustible más un ajuste positivo o negativo al precio base, más un ajuste al

costo variable de transporte, cuando esto sea representativo de los índices determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

- (c) El índice de combustible y los términos del ajuste podrán expresarse en MXN\$ o USD\$. En caso de que se expresen en US\$, los costos variables de combustible para cada día del año para el cálculo de los IMTR deberán convertirse a MXN\$ multiplicándolos por el tipo de cambio FIX Peso/Dólar, liquidable en la República Mexicana, publicado por el Banco de México correspondiente a la fecha de operación considerada.
- (d) El informe del CENACE deberá detallar la forma y la razón por la que obtuvo los distintos índices de combustible, ajustes a las bases, costos variables de transporte, y fórmulas que indique en el informe.
- (e) Los índices de combustible y cualquier ajuste a las bases, adiciones al costo variable de transporte o fórmulas identificadas por el CENACE deben ser, cuando sea posible, los mismos que utiliza para evaluar en el Mercado de Energía de Corto Plazo, la aceptación de las Ofertas de Venta presentadas en o cerca de los sitios potenciales para la Tecnología de Generación de Referencia en la Zona de Potencia en cuestión.

8.3 Costo de Inversión Nivelada Real.

8.3.1 El CENACE determinará el costo de inversión nivelado real para la Tecnología de Generación de Referencia, con base en los siguientes costos:

- (a) Costo de inversión del proyecto estimado al momento de hacer el cálculo. Los costos del proyecto pueden incluir entre otros insumos:
 - (i) Costos de adquisición del sitio (terreno);
 - (ii) Costos de ingeniería, procuración, administración de proyecto y construcción;
 - (iii) Costos legales;
 - (iv) Costos de interconexión de la Central Eléctrica a la Red Nacional de Trasmisión o a las Redes Generales de Distribución;
 - (v) Costos de construcción e interconexión de ductos de combustible, de ser el caso, excluyendo las inversiones por terceros recuperadas;
 - (vi) Costos de movilización y contingentes.
- (b) Costos financieros estimados del proyecto;
- (c) La vida operativa económica asumida de la Tecnología de Generación de Referencia;
- (d) Una tasa de descuento adecuada, basada en:
 - (i) Un coeficiente de endeudamiento estándar para nuevos Recursos de generación del tipo de la Tecnología de Generación de Referencia;

- (ii) Costos vigentes de deuda para financiar nuevos Recursos de generación;
 - (iii) Costos vigentes de capital para financiar nuevos Recursos de generación;
 - (iv) Tasas de impuestos, incluyendo ahorros fiscales, en la medida que sean aplicables, relacionadas con gastos en intereses.
- (e) índices de inflación histórica/futura de los (últimos 5 años si es histórica / proyectada para los siguientes 3 años si es futura) publicados según sea necesario para escalar costos de modo que correspondan al requisito del numeral 8.3.3;
- (f) Para evitar dudas, el costo de inversión nivelado real por MW-año se debe calcular para obtener el valor presente neto de la Tecnología de Generación de Referencia considerando lo siguiente:
- (i) La Tecnología de Generación de Referencia incurre los costos asociados con los pasos mencionados en los incisos [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(a\)](#) y [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(b\)](#) del presente numeral, en línea con la tasa de inflación que se menciona en el inciso (e).
 - (ii) La Tecnología de Generación de Referencia se paga durante cada año de su vida operativa económica [en el inciso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(c\)](#)] por un monto equivalente al costo de inversión nivelado por MW-año escalado al año respectivo usando la tasa de inflación que se menciona en el inciso (e).
 - (iii) El CENACE podrá incluir una estimación del valor de venta al final de la vida económica de la Tecnología de Generación de Referencia como flujo positivo de efectivo, como ingreso de la Tecnología de Generación de Referencia para calcular el valor presente neto.
 - (iv) Los costos de los incisos [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(a\)](#) y [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(b\)](#) del presente numeral se restan de los ingresos del sub inciso [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.\(iii\)](#) anterior por año para determinar el flujo de caja neto para cada año.
 - (v) los flujos de efectivo netos anuales se descuentan usando la tasa de descuento del inciso (d) para formar un valor presente neto.
 - (vi) El costo de inversión nivelado real por MW-año es el valor que produce un valor presente neto de cero.
- 8.3.2** El informe del CENACE deberá establecer cada componente del costo asociado con la Tecnología de Generación de Referencia así como el costo fijo nivelado.
- 8.3.3** El siguiente factor de escalamiento y las fórmulas de apoyo serán utilizados para escalar el total de los costos fijos nivelados denominados en MXN\$ y los costos variables de operación y mantenimiento distintos a los costos de combustible de la Tecnología de Generación de

Referencia para determinar la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia, de conformidad con el numeral 9.6, y el informe del CENACE deberá indicar esta fórmula junto con los valores iniciales de TC_0 , $USPP_0$, e $INPP_0$:

$$F_a = ((FTC_a * 0.70) + (FTC_a * FIUS_a * 0.20) + (FIMX_a * 0.10))$$

$$FTC_a = TC_a / TC_0$$

$$FIUS_a = USPP_a / USPP_0$$

$$FIMX_a = INPP_a / INPP_0$$

Donde:

- Fa: Factor de escalamiento aplicable para el año (a).
- FTCa: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para el movimiento de la tasa de cambio.
- FIUSY: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para la inflación en los Estados Unidos.
- FIMXa: Factor de ajuste aplicable para el año (a) para la inflación en México.
- TC0: Tipo de cambio FIX Peso/Dólar publicado por el Banco de México 30 días previos a la fecha en que se publique el informe del CENACE.
- TCa: Tipo de cambio FIX Peso/Dólar publicado por el Banco de México 15 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año (a) de conformidad con la sección [jError! No se encuentra el origen de la referencia.9.](#)
- USPPO: Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de turbinas y unidades de turbinas generadoras, publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics (Producer Price Index for Turbine and turbine generator set unit manufacturing), (BLS Series ID PCU333611333611) 30 días previos a la fecha de publicación del informe del CENACE.
- USPPa: Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de turbinas y unidades de turbinas generadoras, publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics (Producer Price Index for Turbine and turbine generator set unit manufacturing), (BLS Series ID PCU333611333611) 15 días previos a la fecha de publicación de la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año (a).
- INPPO: Índice Nacional de Precios Productor (INPP) sin petróleo y con servicios, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 30 días previos a la fecha que se publique el informe del CENACE.
- INPPa: Índice Nacional de Precios Productor (INPP) sin petróleo y con servicios, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 15 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para el Mercado para el Balance de Potencia para el año (a).

8.3.4 Como alternativa a un cálculo “bottom up”, el CENACE puede utilizar informes de los costos fijos y variables de una Tecnología de Generación de Referencia, haciendo los ajustes correspondientes para diferencias entre las suposiciones utilizadas en dichos informes y las condiciones reales para la Tecnología de Generación de Referencia en la Región

correspondiente de México y el periodo de tiempo correspondiente. Dichos costos deberán incluir los costos fijos por el transporte del combustible.

8.3.5 En sus informes, el CENACE indicará claramente la forma en que determinó los valores establecidos en el numeral 8.3.3 y presentará los cálculos que lo respalden. El CENACE también indicará referencias a los documentos, información, o razonamientos que utilizó para sus cálculos.

8.4 Consideraciones para el cálculo de los costos fijos de transporte de combustibles

8.4.1 El costo por KW-mes deberá valorarse de acuerdo con la eficiencia de la Tecnología de Generación de Referencia en cada Zona de Potencia.

8.4.2 Los costos fijos calculados por el CENACE deberán considerar los costos fijos de transporte de combustibles para cada Zona de Potencia. Los factores a considerar para el cálculo de costos fijos de transporte en cada Zona de Potencia incluirán, según aplican, las fuentes de los combustibles, las rutas y capacidad disponible de los gasoductos y, en su caso, las otras tecnologías de transporte requeridas.

8.4.3 Se utilizará el costo de transporte asociado con la contratación de transporte en “base firme”, con independencia de los niveles de reserva del Sistema Nacional de Gasoductos.

CAPÍTULO 9

Operación del Mercado para el Balance de Potencia

9.1 Preparación del Mercado para el Balance de Potencia

9.1.1 Como paso inicial en la preparación para la Operación del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE calculará lo siguiente para cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia:

- (a) La Potencia Entregada;
- (b) La Obligación Mínima de Potencia;
- (c) La Obligación Neta de Potencia. La Potencia Entregada contratada entre los Participantes del Mercado en Contratos de Cobertura Eléctrica será reconocida por el CENACE únicamente si se registró a través de Transacciones Bilaterales de Potencia.

9.2 Ofertas de Compra y Venta en el Mercado para el Balance de Potencia

9.2.1 El CENACE registrará la oferta de cada Participante del Mercado para comprar Potencia Entregada en cada Zona de Potencia para que la Obligación Neta de Potencia del Participante del Mercado en dicha Zona de Potencia tenga un valor de cero.

9.2.2 La oferta de compra en una Zona de Potencia por parte de un Participante del Mercado *no* se ajusta para el caso en el que el mismo Participante del Mercado también tenga una oferta de compra en una (o más) Zona(s) de Potencia Anidada(s) dentro de la Zona de Potencia considerada, haciendo notar que:

- (a) Las liquidaciones del Mercado para el Balance de Potencia se llevarán de tal manera que la Potencia Entregada comprada en una Zona de Potencia Anidada *sí* reducirá la cantidad de Potencia Entregada comprada, o aumentará la cantidad de Potencia Entregada vendida, en Zonas de Potencia mayores donde se encuentre la Zona de Potencia Anidada, de modo que los Participantes del Mercado *no* compren Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia que exceda sus Obligaciones Mínimas de Potencia.

9.2.3 Si la Potencia Entregada de una ERC en una Zona de Potencia, a través de Transacciones Bilaterales de Potencia y/o de sus Recursos de Demanda Controlable Garantizada, y la Potencia Entregada excede su Obligación Mínima de Potencia para dicha Zona de Potencia, entonces el CENACE registrará la Potencia Entregada excedente como una oferta de venta en el Mercado para el Balance de Potencia, haciendo notar que:

- (a) La fórmula para la oferta de venta de una ERC (e) (de ser el caso) para una Zona de Potencia y año considerados es:

$$OdV_{e,zp,a} = MAX[0, PE_{e,zp,a} + TBPotC_{e,zp,a} - TBPotV_{e,zp,a} - OMP_{e,zp,a}]$$

Dónde:

OdV: Oferta de Venta

PE: Potencia Entregada por una Unidad de Central Eléctrica o de un Recurso de Demanda Controlable Garantizada u , en un año a , medida en MW.

TBPotC: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia donde la Entidad Responsable de Carga e es el Adquiriente de la Potencia Entregada, en una Zona de Potencia zp , en un año a .

TBPotV: Los MW de Potencia Entregada registrada con el CENACE en Transacciones Bilaterales de Potencia donde la Entidad Responsable de Carga e , es el Emisor (vendedor) de la Potencia Entregada, en una Zona de Potencia zp , en un año a .

OMP: Obligación Mínima de Potencia.

- (b) Al determinar la oferta de venta de la ERC (de ser el caso) en una Zona de Potencia de conformidad con el inciso (a) anterior, las Transacciones Bilaterales de Potencia que se refieran a Potencia Entregada producida en una Zona de Potencia Anidada ubicada dentro de la Zona de Potencia considerada cuentan igualmente como Transacciones Bilaterales de Potencia que se refieran a la Potencia Entregada producida en la Zona de Potencia considerada pero fuera de cualesquiera Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de dicha Zona de Potencia considerada.

9.2.4 El CENACE registrará la oferta de venta de cada Generador en el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia, como equivalente a lo que resulte mayor entre:

- (a) Cero; y
- (b) La suma de la Potencia Entregada del Generador en esa Zona de Potencia, menos las ventas netas de Potencia Entregada en Transacciones Bilaterales de Potencia para dicha Zona de Potencia.

9.2.5 Al determinar la oferta de venta de cada Generador (de ser el caso) en una Zona de Potencia, las Transacciones Bilaterales de Potencia que se refieran a Potencia Entregada producida en una Zona de Potencia Anidada ubicada dentro de la Zona de Potencia considerada cuentan igualmente como Transacciones Bilaterales de Potencia que se refieran a la Potencia Entregada producida en la Zona de Potencia considerada pero fuera de cualesquiera Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de dicha Zona de Potencia considerada.

9.2.6 Para evitar dudas la oferta de venta en una Zona de Potencia por parte de un Participante del Mercado *no* se ajusta para el caso en el que el mismo Participante del Mercado también tenga una oferta de venta en una (o más) Zona(s) de Potencia Anidada(s) dentro de la Zona de Potencia considerada, haciendo notar que:

- (a) Las liquidaciones del Mercado para el Balance de Potencia se llevará de tal manera que la Potencia Entregada vendida en una Zona de Potencia Anidada *sí* reducirá la cantidad de Potencia Entregada vendida, o aumentará la cantidad de Potencia Entregada comprada, en Zonas de Potencia mayores donde yacza la Zona de Potencia Anidada, de modo que los Participantes del Mercado no dupliquen la venta de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia. Ver la sección 9.10 para detalles.

9.3 Monto Garantizado de Pago

9.3.1 Los Participantes del Mercado deberán tener un Monto Garantizado de Pago que cubra las operaciones que realicen en el Mercado para el Balance de Potencia. En caso de que un Participante del Mercado realice ofertas de compra y ofertas de venta de Potencia Entregada, serán contabilizadas para el Monto Garantizado de Pago de acuerdo con el Manual de Prácticas del Mercado correspondiente.

9.3.2 El cálculo del Monto Garantizado de Pago y las garantías que deberán presentar los Participantes del Mercado para participar en el Mercado para el Balance de Potencia se mencionan en el Manual de Garantías de Cumplimiento.

9.3.3 El CENACE notificará a cada Participante del Mercado su Monto Garantizado de Pago (de ser el caso) en los tiempos y por los medios que se establecen en el Manual de Garantías de Cumplimiento. El CENACE calculará el Monto Garantizado de Pago para cada Participante del Mercado según lo siguiente:

- (a) Los cargos potenciales que cobrará el CENACE al Participante del Mercado por su participación en los Mercados para el Balance de Potencia para las distintas Zonas de Potencia se determina de conformidad con lo que establece el Manual de Garantías de Cumplimiento. El inciso (c) del presente numeral del presente Manual hace precisiones sobre la forma de cálculo de los cargos potenciales para el Mercado para el Balance de Potencia.
- (b) Los cargos potenciales preliminares en una Zona de Potencia se calcula multiplicando la determinación inicial de la oferta de compra del Participante del Mercado en esa Zona de Potencia por el Precio Neto de Potencia para Liquidación preliminar en esa Zona de Potencia determinado de conformidad con el numeral 9.13. Este cargo potencial se considera "preliminar" dado que las Zonas de Potencia Anidadas aún no han sido contabilizadas y dado que no toma en cuenta la reducción de oferta de compra en caso de que un Participante de Mercado no presente garantías suficientes, por lo cual difiere del cálculo que menciona el Manual de Garantías de Cumplimiento.
- (c) Los cargos potenciales para un Participante del Mercado es la suma de sus cargos potenciales en cada sistema interconectado, donde aplica el siguiente procedimiento para determinar los cargos potenciales en cada sistema interconectado.
 - (i) Los cargos potenciales de un Participante del Mercado en un sistema interconectado está basado en la determinación inicial de las ofertas de compra y

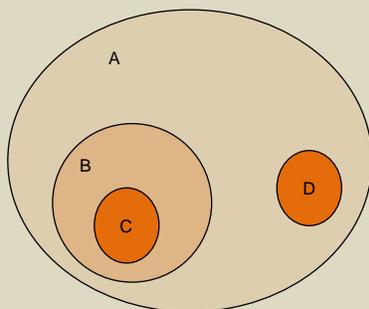
las ofertas de venta de un Participante en el Mercado en las Zonas de Potencia que sean idénticas o que estén anidadas dentro de ese sistema interconectado, y se calcula considerando lo siguiente:

- (ii) Caso 1: No existen Zonas de Potencia Anidadas dentro de todo el sistema interconectado. Los cargos potenciales del Participante del Mercado para el sistema interconectado son los cargos potenciales calculados para la Zona de Potencia que representa a todo el sistema interconectado, calculado de conformidad con el numeral 9.9.
- (iii) Caso 2: Existen Zonas de Potencia Anidadas dentro del sistema interconectado. Los cargos potenciales del Participante del Mercado para ese sistema interconectado es la suma de un cierto monto de cada una de las Zonas de Potencia en el sistema interconectado, incluyendo todas las Zonas de Potencia Anidadas y la Zona de Potencia que representa a todo el sistema interconectado, donde el monto en la suma de cada Zona de Potencia en el sistema interconectado se calcula según lo siguiente:
 - (A) Para Zonas de Potencia que no tengan Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de ellas, el monto es el mismo que el monto preliminar calculado de conformidad con el numeral 9.9 para esa Zona de Potencia.
 - (B) Para Zonas de Potencia que tengan Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de ellas, el monto se calcula multiplicando el Precio Neto de Potencia para Liquidación preliminar en esa Zona de Potencia por una cantidad equivalente a lo siguiente:
 - (I) la determinación inicial de la oferta de compra del Participante del Mercado en la Zona de Potencia considerada menos;
 - (II) la determinación inicial de la oferta de venta del Participante del Mercado en la Zona de Potencia considerada, menos;
 - (III) la suma de las determinaciones iniciales de las ofertas de compra del Participante del Mercado en todas las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo de la Zona de Potencia considerada;
 - (IV) más las ofertas de venta del Participante del Mercado en todas las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo de la Zona de Potencia considerada,;
 - (V) sin embargo, en casos donde este cálculo produzca un número negativo, se usa un monto de cero en su lugar.

Ejemplo 16

Cargos Potenciales para un Participante del Mercado

Consideremos las Zonas de Potencia de la Figura 2:



La Zona de Potencia A es un sistema interconectado. Los cargos potenciales de un Participante del Mercado pagadero a ese sistema interconectado sería:

- Un monto de la Zona de Potencia D igual a $PPD * OdCID$; más
- Un monto de la Zona de Potencia C igual a $PPC * OdCIC$; más
- Un monto de la Zona de Potencia B igual a $PPB * MAX[0, OdCIB - OdVB - OdCIC + OdVC]$; más
- Un monto de la Zona de Potencia A igual a $PPA * MAX[0, OdCIA - OdVA - OdCIB - OdCID + OdVB + OdVD]$; donde:

PPX es el Precio Neto de Potencia para Liquidación preliminar para la Zona de Potencia X, determinado de conformidad con el numeral 0; y:

OdCIX es la determinación inicial de la oferta de compra del Participante del Mercado en esa Zona de Potencia, determinada de conformidad con el numeral 0; y:

- OdVX es la oferta de venta del Participante del Mercado en esa Zona de Potencia, determinada de conformidad con el numeral 0 Una Unidad en la Zona de Potencia C, con una producción esperada de 50 MW de Potencia Entregada;

- (d) El CENACE calculará el Precio Neto de Potencia para Liquidación en cada Zona de Potencia usando la siguiente metodología:

- (i) El CENACE establecerá una curva de demanda preliminar siguiendo la metodología de la sección 9.2, asumiendo que no se necesitan reducciones en las ofertas de compra .
 - (ii) El CENACE establecerá una curva de oferta preliminar siguiendo la metodología de la sección 9.2.
 - (iii) El CENACE calculará un Precio de Cierre de Potencia siguiendo la metodología de la sección 9.8, usando las curvas de demanda y abasto preliminares de los pasos anteriores.
 - (iv) El CENACE calculará el Precio Neto de Potencia siguiendo la metodología de la sección 9.12, usando el Precio de Cierre de Potencia preliminar del paso anterior.
 - (v) El CENACE calculará el Precio Neto de Potencia para Liquidación siguiendo la metodología de la sección 9.13, usando el Precio Neto de Potencia del paso anterior.
- (e) Los Precios de Cierre de Potencia, los Precios Netos de Potencia y los Precios de Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia preliminares determinados en el inciso anterior se consideran preliminares porque:
- (i) Las versiones finales de los precios referidos en el inciso anterior pueden ser diferentes de sus versiones preliminares si se eliminan las ofertas de compra de aquellos Participantes del Mercado que no cuenten con un Monto Garantizado de Pago para participar en el Mercado para el Balance de Potencia.
 - (ii) Los precios a los que se refiere el inciso anterior se considerarán finales hasta que el CENACE publique los resultados del Mercado para el Balance de Potencia según se establece en la sección 9.14.
- (f) El Generador de Intermediación también está obligado a mantener un Monto Garantizado de Pago por las ofertas de compra que realice el CENACE en el Mercado para el Balance de Potencia.
- 9.3.4** Los Participantes del Mercado están obligados a contar con un Monto Garantizado de Pago que permita que su Obligación Neta de Potencia sea ingresada como una oferta de compra en el Mercado para el Balance de Potencia.
- 9.3.5** Si un Participante del Mercado tiene un Monto Garantizado de Pago suficiente, el CENACE considerará que su oferta final de comprar Potencia Entregada del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia equivale a la oferta de compra inicial, la cual se determinó de conformidad con el numeral 9.2.
- 9.3.6** Si un Participante del Mercado no tiene un Monto Garantizado de Pago suficiente, entonces:
- (a) El CENACE considerará que la oferta de compra final de Potencia Entregada del Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia para este Participante del Mercado es de cero.

- (b) El Participante del Mercado será considerado un Participante en Incumplimiento de la Obligación de Potencia, por lo que el Participante del Mercado estará sujeto a las sanciones que la CRE determine por su incumplimiento de Obligaciones Mínimas de Potencia.

9.3.7 En caso de que el CENACE detecte que algún Participante del Mercado no contó con el Monto Garantizado de Pago para participar en el Mercado para el Balance de Potencia para poder manipular los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, dará parte a la Unidad de Vigilancia del Mercado. En caso de que la Unidad de Vigilancia del Mercado confirme que las acciones del Participante del Mercado resultaron en manipulación del Mercado, aplicará las sanciones que correspondan en términos de la Ley.

9.3.8 Si un Generador representa una Unidad de Central Eléctrica que hubiera recibido (o recibirá) un pago especial fuera del mercado como incentivo para quedarse conectado, por ejemplo, para fines de Confiabilidad local, aun así dicho Generador participará en el Mercado para el Balance de Potencia de la misma manera que si hubiera estado ausente del pago fuera del mercado a menos de que haya celebrado un contrato específico con el CENACE que indique lo contrario.

9.4 Actualización de los Costos de la Tecnología de Generación de Referencia

9.4.1 Por lo menos 30 días antes del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE determinará el cálculo final de los costos fijos nivelados totales y de los costos variables totales (incluyendo de operación y mantenimiento variables distintos al combustible y, si aplica, la fórmula de los costos variables de combustible y tasa de calor) de las Tecnologías de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia aplicables al año respectivo. Esta determinación actualizará únicamente los siguientes factores:

- (a) Los costos fijos nivelados totales y los costos variables de operación y mantenimiento distintos al combustible indicados por el CENACE en su reporte publicado de conformidad con el numeral 8.2 y el numeral [jError! No se encuentra el origen de la referencia.8.3](#), respectivamente, serán escalados usando el factor de escalamiento establecido en el numeral 8.3.3.
- (b) En ciertas circunstancias limitadas, es posible que el CENACE necesite actualizar su fórmula de costos variables de combustible para la Tecnología de Generación de Referencia en una o más Zonas de Potencia, según lo siguiente:
 - (i) Si un índice de combustible especificado por el CENACE ya no es publicado en su reporte de conformidad con el numeral 8.2, el CENACE deberá identificar un índice sustituto.
 - (ii) Si un sumador del costo variable de transporte de combustible, un ajuste a la base de combustible, o la misma fórmula para el costo variable de combustible anteriormente especificados por el CENACE en su reporte publicado de conformidad con el numeral 8.2 está, al momento de la actualización de la

presente sección, clara y materialmente fuera de línea con los costos variables de combustible del año considerado, entonces el CENACE podrá actualizar los términos o fórmula en la actualización publicada. Cabe notar que:

- (A) Aunque la intención es que aplique una sola fórmula de precios de combustible para todo el año, si el CENACE determinara que ningún sumador del costo variable de transporte de combustible, ajuste a la base de combustible, o fórmula para el costo variable de combustible por sí mismo refleja los costos variables de combustible con un nivel de precisión del 95% a lo largo del año completo, el CENACE podrá especificar distintos valores o fórmulas que apliquen en diferentes periodos dentro del año.

9.4.2 El CENACE deberá publicar en su sitio de internet un reporte que contenga las actualizaciones del costo de las Tecnologías de Generación de Referencia a más tardar 25 días naturales antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia. El reporte deberá explicar al menos lo siguiente:

- (a) El escalamiento de costos al que se refiere el numeral 8.3;
- (b) Cualesquier ajuste de conformidad con el numeral 9.4.1;
 - (i) Las bases para el/los ajuste(s);
 - (ii) La(s) fuente(s) de los datos utilizados en el/los ajustes; y,
 - (iii) Una descripción completa de los índices de combustible vigentes, y/o de las fórmulas con cualesquier sumador del costo de combustible para calcular los costos de combustible con base en los índices de combustible que haya utilizado el CENACE.

9.4.3 La determinación de costos finales para las Tecnologías de Generación de Referencia serán utilizadas por el CENACE según lo siguiente.

- (a) Los costos fijos nivelados totales de cada Tecnología de Generación de Referencia serán utilizados para establecer las curvas de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia; y
- (b) Los costos variables finalizados de cada Tecnología de Generación de Referencia serán utilizados para determinar el Ingreso del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia, donde el Ingreso del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia se utiliza a su vez para determinar el Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia. Los costos variables deberán incluir un componente de costo variable de operación y mantenimiento más (de ser aplicable) un índice térmico y los índices de combustible asociados o las fórmulas para calcular los costos de combustible con base en los índices de combustible.

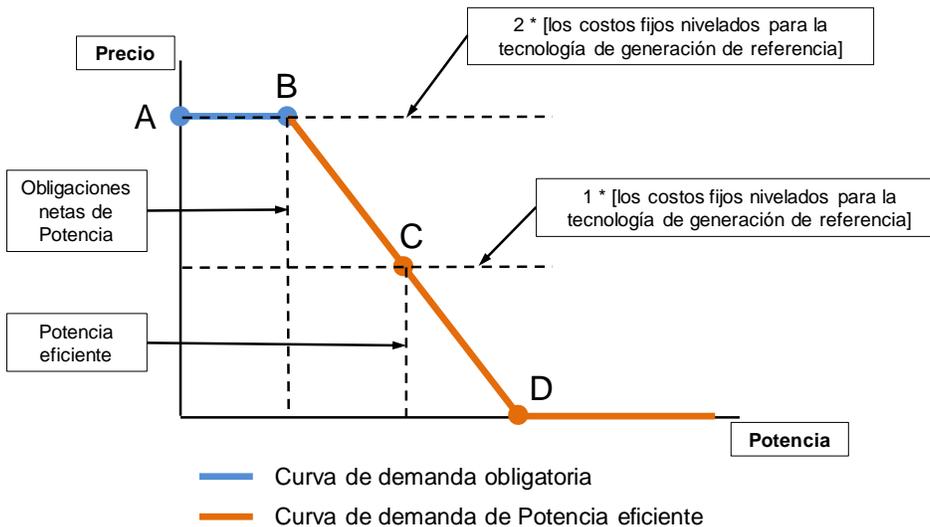
9.5 Potencia Eficiente en el SEN.

- 9.5.1** La demanda de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia, además de tomar en consideración la Obligación Mínima de Potencia, también tomará en consideración la cantidad eficiente de Potencia Entregada en el SEN. La presente sección establece los procedimientos que respaldan qué cantidad de Potencia se considera eficiente, así como el cálculo específico que realizará el CENACE del Nivel de Potencia Eficiente.
- 9.5.2** El CENACE calculará la Obligación de Potencia Eficiente de cada ERC en cada Zona de Potencia cuando opere el Mercado para el Balance de Potencia e inmediatamente después de haber calculado la Carga de Horas Críticas de cada ERC.

9.6 Curvas de Demanda

- 9.6.1** El CENACE construirá la curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia.
- 9.6.2** La curva de demanda para el Mercado para el Balance de Potencia está compuesta de dos partes, la curva de demanda obligatoria y la curva de demanda eficiente. Juntas, dichas partes conforman una curva de demanda continua. La curva de demanda obligatoria representa las ofertas de compra de los Participantes del Mercado. La curva de demanda eficiente representa las ofertas de compra del CENACE.
- 9.6.3** La curva toma la forma establecida en la Figura 3, donde el eje X se mide en MW de Potencia Entregada y el eje Y se mide en MXN\$/MW de Potencia Entregada.

Figura 3: Curva de Demanda



- 9.6.4** La cantidad en el Punto A es igual a cero.
- 9.6.5** El Precio en el Punto A es igual a:
- (a) Los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia, en MXN\$/MW-año, usando el valor publicado antes del Mercado para el Balance de Potencia, multiplicado por
 - (b) Dos (2).
- 9.6.6** La cantidad en el Punto B es el total de todas las ofertas de compra de los Participantes del Mercado en la Zona de Potencia, determinado de conformidad con la sección [jError! No se encuentra el origen de la referencia.](#)
- 9.6.7** El precio en el Punto B es igual al precio en el Punto A.
- 9.6.8** La cantidad en el Punto C es igual a:
- (a) La cantidad en el Punto B; más
 - (b) El Nivel de Potencia Eficiente en la Zona de Potencia, $NPE_{zp,a} = \sum_e OPE_{e,zp,a}$; menos
 - (c) La Obligación Mínima de Potencia de las ERCs en la Zona de Potencia.
- 9.6.9** El precio en el Punto C es igual a los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia, en MXN\$/MW-año, usando el valor publicado antes del Mercado para el Balance de Potencia.
- 9.6.10** La cantidad en el Punto D es igual a:
- (a) La cantidad en el Punto C; más
 - (b) El Nivel de Potencia Eficiente en la Zona de Potencia; menos
 - (c) La Obligación Mínima de Potencia de ERCs en la Zona de Potencia.
- 9.6.11** El precio en el Punto D es igual a cero.
- 9.6.12** El precio en todas las cantidades mayores a la cantidad en el Punto D es igual a cero.
- 9.6.13** La curva de demanda se construye linealmente por tramos entre el Punto A, el Punto B, el Punto C y el Punto D en secuencia, y continúa indefinidamente después del Punto D. El nivel de demanda de compensación del mercado en el Mercado para el Balance de Potencia potencialmente puede caer en cualquier segmento o punto de la curva de demanda.
- 9.7 Curvas de Oferta**
- 9.7.1** El CENACE construirá la curva de oferta para el Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia usando los procedimientos que se establecen en la presente sección.

9.7.2 El CENACE determinará la oferta de venta de cada Participante del Mercado y determinará el total de ofertas de venta en cada Zona de Potencia sumando las ofertas de venta de los Participantes del Mercado.

9.7.3 La curva de oferta será una línea vertical con una cantidad igual al total de ofertas de venta determinado. No habrá condiciones de precios asociadas con la curva de oferta.

9.8 Precio de Cierre de Potencia

9.8.1 Como parte de sus responsabilidades de operar el Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE determinará para cada Zona de Potencia, el Precio de Cierre de Potencia.

9.8.2 El Precio de Cierre de Potencia será el precio en el punto de intersección de la curva de demanda y la curva de oferta. Este Precio de Cierre de Potencia es una partida del cálculo del Precio Neto de Potencia, el cual se establece en la sección 9.12.

9.9 Cantidad Adquirida del Mercado para el Balance de Potencia cuando no haya Zonas de Potencia Anidadas

9.9.1 La presente sección aplica para todas las Zonas de Potencia que no tengan Zonas de Potencia Anidadas.

9.9.2 La cantidad en el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda es la Potencia Entregada que se adquiere en el Mercado para el Balance de Potencia (es decir, la "cantidad adquirida del mercado"). Dado que la curva de oferta es vertical, todas las ofertas de venta serán aceptadas en el Mercado para el Balance de Potencia y por lo tanto la cantidad adquirida del mercado será igual al total de ofertas de venta.

9.9.3 El CENACE determinará cuáles son las ofertas de compra que debe aceptar (de ser el caso) basado en la relación entre la cantidad adquirida del mercado y la cantidad en el Punto B en la figura 3 [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.](#), según lo siguiente:

- (a) Caso Uno, la cantidad adquirida del mercado es menor a la cantidad en el Punto B [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.](#) (es decir, menor a las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado). En este caso, cada oferta de compra para cada Participante del Mercado es aceptada, pero la cantidad se reducirá en un porcentaje que se aplicará a cada Participante del Mercado. El porcentaje corresponde al monto total por el cual las ofertas de venta fueron menores al monto total de las ofertas de compra.
- (b) Caso Dos, la cantidad adquirida del mercado es mayor a la cantidad en el Punto B (es decir, mayor o igual a las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado). En este caso la oferta de compra de cada Participante del Mercado es aceptada en el Mercado para el Balance de Potencia por la cantidad completa de la oferta.

- (c) Para evitar dudas, las ofertas de compra a las que se refieren el Caso Uno y el Caso Dos no incluyen las ofertas de compra potenciales que fueron eliminadas del Mercado para el Balance de Potencia debido a que un Participante del Mercado no haya proporcionado un Monto Garantizado de Pago suficiente. Aquellos participantes cuyas ofertas de compra hayan sido rechazadas por este motivo no compran ninguna Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia.

9.9.4 En caso de que ocurra el Caso Uno que se menciona en el numeral anterior:

- (a) Cada Participante del Mercado con una oferta de compra que haya sido reducida será considerado un Participante Incumplido de la Obligación de Potencia para la Zona de Potencia en cuestión; y
- (b) La Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia de cada Participante del Mercado será determinada de conformidad con el inciso (a) del numeral 9.9.3.

9.9.5 En caso de que ocurra el Caso Dos de conformidad con el numeral [9.9.36-5-3](#):

- (a) Cada Participante del Mercado será considerado un Participante en Cumplimiento de la Obligación de Potencia para la Zona de Potencia en cuestión, excepto aquellos que sean Participantes en Incumplimiento de la Obligación de Potencia según el inciso (c) del numeral 9.9.3; y
- (b) La diferencia entre la cantidad adquirida del mercado y las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado, si es mayor a cero, será adquirida por el CENACE. El CENACE recuperará el costo de adquirir dicha Potencia Entregada mediante un Cargo de Aseguramiento de Potencia, a la cual le aplicarán las siguientes disposiciones:
 - (i) El Cargo de Aseguramiento de Potencia será determinado por separado para cada Zona de Potencia.
 - (ii) El Cargo de Aseguramiento de Potencia se deberá calcular de modo que el CENACE cubra únicamente los costos de adquisición de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia en cada Zona de Potencia.
 - (iii) El Cargo de Aseguramiento de Potencia deberá ser pagado por las Entidades Responsables de Carga.
 - (iv) El Cargo de Aseguramiento de Potencia deberá ser calculado por el CENACE, en MXN\$/MW-año, siendo igual a:
 - (A) El Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia será expresado en MXN\$/MW-año, multiplicado por
 - (B) La cantidad adquirida del mercado menos las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado, en la Zona de Potencia en MW; dividido entre
 - (C) La Obligación Mínima de Potencia de las ERC en la Zona de Potencia.

9.10 Cantidad Adquirida del Mercado para el Balance de Potencia cuando haya Zonas de Potencia Anidadas

9.10.1 La presente sección aplica para cada Zona de Potencia que tenga Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de ella.

9.10.2 Los numerales 9.10.3 al 9.10.5 contienen el procedimiento para calcular las ofertas de compra y de venta aceptadas para los Participantes del Mercado y el monto de Potencia Entregada comprada, o vendida, por el CENACE, para las Zonas de Potencia en el Mercado para el Balance de Potencia. Estos montos reales son referidos en la presente sección 9.10 como las "cantidades finales", en contraste con las "cantidades preliminares", las cuales se calculan como un paso inicial para determinar las cantidades finales.

9.10.3 Como paso inicial, para cada Zona de Potencia se ejecutan los procedimientos que se mencionan en el numeral 9.9, sin considerar los resultados de los Mercados para el Balance de Potencia para las Zonas de Potencia Anidadas contenidas dentro de la Zona de Potencia considerada, Lo que resulta en cantidades *preliminares* para:

- (a) Una oferta de compra aceptada (de ser el caso) para cada Participante del Mercado;
- (b) Una oferta de venta aceptada (de ser el caso) para cada Participante del Mercado;
- (c) Una cantidad de Potencia Entregada (de ser el caso) comprada por el CENACE;

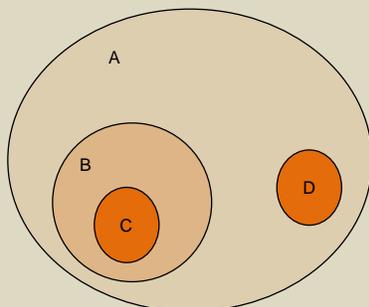
9.10.4 Las cantidades finales de ofertas de compra y ofertas de venta aceptadas para un Participante del Mercado para una Zona de Potencia considerada se calculan según lo siguiente:

- (a) Se calcula una sola cifra de MW de conformidad con el inciso 9.10.4(d); cabe notar que:
 - (i) cuando esta cifra (MW) es un número positivo, entonces dicho número representa la cantidad final de ofertas de compra aceptadas para el Participante del Mercado para la Zona de Potencia y el año considerados. En este caso, la cantidad final de ofertas de venta aceptadas para el Participante del Mercado es cero para la Zona de Potencia y el año considerados.
 - (ii) cuando esta cifra (MW) es un número negativo, entonces el valor absoluto de esta figura representa la cantidad final de ofertas de venta aceptadas para el Participante del Mercado para la Zona de Potencia y el año considerados. En este caso, la cantidad final de ofertas de compra aceptadas para el Participante del Mercado es cero para la Zona de Potencia y el año considerados.
- (b) La cantidad final de las ofertas de compra aceptadas del numeral 9.10.4(a)(i) puede ser mayor que la cantidad preliminar de ofertas de compra aceptadas del numeral 9.10.3(a), ya que la cantidad de Potencia Entregada efectivamente comprada por este Participante del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia considerada será la cantidad final de ofertas de compra aceptadas del numeral 9.10.4(a)(i), y esta misma cantidad se liquida de conformidad con el CAPÍTULO 10.

- (c) La cantidad final de las ofertas de venta aceptadas del numeral 9.10.4(a)(ii) puede ser mayor que la cantidad preliminar de ofertas de venta aceptadas del numeral 9.10.3(b), ya que la cantidad de Potencia Entregada efectivamente vendida por este Participante del Mercado en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia considerada será la cantidad final de ofertas de venta aceptadas del numeral 9.10.4(a)(ii), y esta misma cantidad se liquida de conformidad con el CAPÍTULO 10.
- (d) Se calcula una sola cifra de MW para el Participante del Mercado, la Zona de Potencia y el año considerados, según lo siguiente:
 - (i) la cantidad preliminar de ofertas de compra aceptadas para la Zona de Potencia considerada del numeral 9.10.3(a); menos
 - (ii) la cantidad preliminar de ofertas de venta aceptadas para la Zona de Potencia considerada del numeral 9.10.3(b); menos
 - (iii) el total de cantidades preliminares de ofertas de compra aceptadas, sumadas a lo largo de todas las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo de la Zona de Potencia considerada; más
 - (iv) el total de cantidades preliminares de ofertas de venta aceptadas, sumadas a lo largo de todas las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo de la Zona de Potencia considerada;
 - (v) para fines de los numerales 9.10.4(d)(iii) y 9.10.4(d)(iv):
 - (A) Para las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo que *no* tengan ninguna Zona de Potencia Anidada ubicada dentro de ellas, sus cantidades aceptadas preliminares de ofertas de compra y de venta aceptadas son consideradas iguales a sus cantidades de ofertas de compra y de venta aceptadas, respectivamente, determinadas de conformidad con la sección 9.9.
 - (B) Para las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo que *sí* tengan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ellas, sus cantidades aceptadas preliminares de ofertas de compra y de venta aceptadas se determinan de conformidad con los numerales 9.10.3(a) y 9.10.3(b), respectivamente.

Ejemplo 17

Cargos Potenciales para un Participante del Mercado



Las cifras únicas de MW del numeral 9.10.5(d) serían:

Para las Zonas de Potencia D y C: No aplica, dado que esta Zona de Potencia no tiene Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo contenidas dentro de ella, así que la sección 9.9 aplicaría en su lugar.

Para las Zonas de Potencia B: $OPAdC_B - OPAdV_B - OPAdC_C + OPAdV_C$.

Para las Zonas de Potencia A: $OPAdC_A - OPAdV_A - OPAdC_B - OPAdC_D + OPAdV_B + OPAdV_D$,

Dónde: $OPAdC_x$ y $OPAdV_x$ se refieren a las ofertas preliminares aceptadas de compra y de venta respectivamente para la Zona de Potencia correspondiente, determinadas de conformidad con la sección 9.9, o con el numeral 9.10.3(a), o el 9.10.3(b), según corresponda.

9.10.5 La cantidad final de compras, o ventas, por parte de CENACE para una Zona de Potencia y un año considerado se calcula de conformidad con lo siguiente:

- (a) Se calcula una sola cifra de MW de conformidad con el inciso 9.10.5(d); cabe notar que:
 - (i) cuando esta cifra de MW sea un número positivo, entonces esta cifra representa una compra por parte del CENACE en la Zona de Potencia y el año considerados, por lo que el CENACE no vende Potencia Entregada en esa Zona de Potencia ese año.
 - (ii) cuando esta cifra de MW sea un número negativo, entonces el valor absoluto de esta cifra representa una venta por parte del CENACE en la Zona de Potencia y el

año considerado, por lo que en este caso el CENACE no compra Potencia Entregada en esa Zona de Potencia ese año.

- (b) El CENACE recuperará el costo de las compras (de ser el caso) que realice a través del Cargo de Aseguramiento de Potencia, el cual se determina conforme al inciso 9.10.8.
- (c) Cuando el CENACE venda una cantidad de Potencia Entregada de conformidad con el numeral 9.10.5(a)(ii), el CENACE pagará los ingresos de dicha venta a través del Cargo de Aseguramiento de Potencia.
- (d) Se calcula una sola cifra de MW para la Zona de Potencia y el año considerado, según lo siguiente:
 - (i) la cantidad preliminar de compras por parte del CENACE para la Zona de Potencia considerada en el numeral 9.10.3(c); menos
 - (ii) el total de cantidades preliminares de compras por parte del CENACE, sumadas a lo largo de todas las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo de la Zona de Potencia considerada;
 - (iii) donde, para fines del numeral 9.10.5(d)(ii):
 - (A) Para las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo que *no* tengan ninguna Zona de Potencia Anidada ubicada dentro de ellas, sus cantidades preliminares de compras por parte del CENACE son consideradas iguales a sus cantidades de compras por parte del CENACE determinadas de conformidad a la sección 9.9.
 - (B) Para las Zonas de Potencia Anidadas Un Nivel Abajo que *sí* tengan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ellas, sus cantidades preliminares de compras por parte del CENACE se determinan de conformidad con el numeral 9.10.3(c).

9.10.6 El precio al que el CENACE gestiona la Potencia Entregada final que compra o vende para cada Zona de Potencia y al que los Participantes del Mercado compran o venden sus cantidades finales de Potencia Entregada es el Precio Neto de Potencia para Liquidación para la Zona de Potencia considerada.

9.10.7 El valor absoluto del Cargo de Aseguramiento de Potencia para las Zonas de Potencia que se consideran en el numeral 9.10.1 se calcula según lo siguiente, para el año considerado:

- (a) El Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia en MXN\$/MW-año multiplicado por
- (b) La cantidad de MW de Potencia Entregada que el CENACE compre o, si dicha cantidad de compras es cero, por la cantidad de Potencia Entregada que el CENACE venda ; entre
- (c) La Obligación Mínima de Potencia total de las ERCs en la Zona de Potencia.

9.10.8 El Cargo de Aseguramiento de Potencia efectiva usada para las liquidaciones de conformidad con el 10 es un Cargo que podrá ser positivo o negativo, por las siguientes razones:

- (a) Positivo: Cuando el CENACE compra Potencia Entregada en una Zona de Potencia, y la cantidad calculada en el numeral 9.10.5(a)(i) no es cero, resultando el valor absoluto del Cargo de Aseguramiento de Potencia que se menciona en el numeral 9.10.7. Esto asegura que el CENACE *cobre* el Cargo de Aseguramiento de Potencia a las ERCs.
- (b) Negativo: Cuando el CENACE vende Potencia Entregada en una Zona de Potencia y la cantidad calculada en el numeral 9.10.5(a)(ii) no es cero, resultando el valor absoluto del Cargo de Aseguramiento de Potencia que se menciona en el numeral 9.10.7 multiplicado por 1 negativo (es decir, por -1). Esto asegura que el CENACE *pague* el Cargo de Aseguramiento de Potencia a las ERCs.

9.11 Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia y Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia

9.11.1 La Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia para cada Participante del Mercado se calcula conforme a lo siguiente:

$$CIOP_{pm,zp,a} = ONP_{pm,zp,a} - CMBP_{pm,zp,a}$$

Dónde:

$ONP_{pm,zp,a}$ Obligación Neta de Potencia para el Participante del Mercado (pm) en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia (zp) y el año (a) más, en casos donde existan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, la Obligación Neta de Potencia del Participante del Mercado en el año (a) considerado en los Mercados para el Balance de Potencia para todas las Zonas de Potencia que estén ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.

$CMBP_{pm,zp,a}$ Potencia comprada por el Participante del Mercado (pm) en el Mercado para el Balance de Potencia para la Zona de Potencia (zp) y el año (a) más, en casos donde existan Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, la cantidad total de MW de Potencia Entregada comprada por el Participante del Mercado en el año (a) considerado en los Mercados para el Balance de Potencia para todas las Zonas de Potencia que estén ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada.

9.11.2 La Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia para cada Participante del Mercado se calcula conforme a lo siguiente:

- (a) Si la Zona de Potencia considerada no tiene Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ella, entonces la Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia para esa Zona de Potencia es igual a la Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia para esa Zona de Potencia.

- (b) Si la Zona de Potencia considerada tiene una o más Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ella, entonces la Cantidad de Incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia para esa Zona de Potencia es igual a la Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia para la Zona de Potencia considerada menos el total de las Cantidades Incumplidas de la Obligación Neta de Potencia sumadas a lo largo de todas las Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de la Zona de Potencia considerada, donde, solamente se considerará que existe una Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia cuando resulte una cifra menor a cero.

(i) Por ejemplo, consideremos la figura 2, la ERC (e), el año (a) y la Zona (A):

$$CIAOP_{e,A,a} = \text{Max}[0, ONP_{e,A,a} - CIAOP_{e,B,a} - CIAOP_{e,C,y} - CIAOP_{e,D,a}]$$

9.12 Cálculo del Precio Neto de Potencia

9.12.1 Como parte de la Operación del Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE determinará el Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia usando los procedimientos establecidos en la presente sección.

9.12.2 El Precio Neto de Potencia (en MXN\$/MW-año) en una Zona de Potencia es igual a:

- (a) El Precio de Cierre de Potencia (en MXN\$/MW-año) para esa Zona de Potencia, menos:
- (b) Los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia (en MXN\$/MW-año) para la Zona de Potencia ($IMTR_{zp}$), o cero, lo que resulte mayor.

9.12.3 El CENACE calculará el $IMTR_{zp}$ según lo siguiente:

- (a) Con base en los precios históricos en el Mercado del Día en Adelanto para el año respectivo, el CENACE determinará un solo precio de mercado promedio ponderado para cada hora del año en cada Zona, de conformidad con lo siguiente:
- (i) Para cada hora y Zona de Potencia, el CENACE calculará un promedio ponderado de los Precios Marginales Locales (PMLs) de los distintos NodosP en la Zona de Potencia: y
- (ii) El factor de ponderación para los PMLs será la energía neta agregada producida por los Generadores y entregada en la Red Nacional de Transmisión, medida en MWh, en cada uno de los NodosP.
- (b) Para cada hora y Zona de Potencia, el CENACE calculará el costo variable promedio de la Tecnología de Generación de Referencia expresado en MXN\$/MWh, excluyendo los costos de arranque y los costos de operación en vacío. El costo variable será igual al costo variable de operación y mantenimiento (sin incluirlos costos de combustible) más los costos de combustible. Los costos variables de operación y mantenimiento tendrán un valor único en MXN\$/MWh constante para todo el año, y será desarrollado de conformidad con la sección 9.4. Los costos de combustible, también serán expresados en MXN\$/MWh y se determinarán según lo siguiente:

- (i) Los índices de combustible, o las fórmulas basadas en índices, que aplicarán para la Tecnología de Generación de Referencia para la Zona de Potencia serán constantes para el año, independientemente de que los valores específicos asociados con estos índices y fórmulas serán actualizados para cada día, y tomando en cuenta la excepción potencial del numeral 9.4.1.
 - (ii) El CENACE calculará una sola cifra de costos variables de combustible expresados en MXN\$/MWh para cada Zona de Potencia para cada día del año, aplicando la fórmula para costos de combustible que se determina de conformidad con la sección 9.4. De ser necesario, el CENACE hará la conversión de moneda de conformidad con el numeral [jError! No se encuentra el origen de la referencia.8.2.6\(c\).](#)
 - (iii) En caso de que un índice de combustible no esté disponible para un día en el año, el CENACE procederá de la siguiente forma:
 - (A) identificará un índice sustituto, donde el CENACE pudiera requerir ajustar dicho índice de modo de que se aproxime a un valor muy cercano al índice no indicado; o,
 - (B) extrapolará el valor de índices de otros días para determinar un valor sustituto para el índice del día que no esté disponible.
 - (iv) Para cada día natural del año, el CENACE calculará un costo de combustible multiplicando el precio promedio ponderado del combustible del paso (b) por el índice térmico de la Tecnología de Generación de Referencia, de modo que los costos de combustible resultantes sean expresados en MXN\$/MWh, asegurándose de ser consistentes con los altos valores caloríficos y/o los bajos valores caloríficos del combustible según corresponda.
- (c) El CENACE calculará los $IMTR_{zp}$ para cada Zona de Potencia como la suma, a lo largo de todas las horas del año, del máximo de:
- (i) El precio de mercado promedio ponderado del numeral 9.12.3(a) menos el costo variable promedio de la Tecnología de Generación de Referencia del inciso 9.12.3(b) para la hora en cuestión. (Para evitar dudas, este cálculo es representativo de los ingresos por ventas del mercado de energía menos el costo operativo variable total de 1 MW de la Tecnología de Generación de Referencia durante 1 hora); y
 - (ii) Cero.

9.12.4 Es prudente señalar que, cuando existen Zonas de Potencia Anidadas, los Precios Netos de Potencia calculados conforme la presente sección 9.12, no son necesariamente los precios de liquidación para el Mercado para el Balance de Potencia. Los Precios Netos de Potencia son partidas del cálculo de los Precios de Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia.

9.13 Cálculo del Precio Neto de Potencia para Liquidación

9.13.1 Para cada año, los Precios de Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia se calculan de la siguiente forma:

- (a) Siguiendo la sección 9.12, el CENACE determina un Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia.
- (b) Para una Zona de Potencia Anidada, el Precio Neto de Potencia para Liquidación para la Zona de Potencia Anidada será lo que resulte mayor entre el Precio Neto de Potencia para esa Zona de Potencia Anidada y el Precio Neto de Potencia para la Zona de Potencia dentro de la cual está contenida la Zona de Potencia Anidada. Extendiendo este proceso:
 - (i) Una Zona de Potencia Anidada Un Nivel Abajo es un subconjunto de una Zona de Potencia Anidada, la cual a su vez es un subconjunto de una Zona de Potencia, entonces el Precio Neto de Potencia para Liquidación para la Zonas de Potencia Anidada Un Nivel Abajo es el Precio Neto de Potencia mayor determinado para estas tres Zonas de Potencia al que hace referencia el presente inciso 9.13.1(b)(i).
- (c) Si una Zona de Potencia no es un subconjunto de ninguna otra Zona de Potencia en el SEN, entonces el Precio Neto de Potencia para Liquidación para dicha Zona de Potencia es el Precio Neto de Potencia para esa Zona de Potencia.
- (d) Por ejemplo, en la figura 2, los Precios de Liquidación del Mercado para el Balance de Potencia (PNPLs) para las Zonas de Potencia A, B, C, y D se calculan según lo siguiente, dados los Precios Netos de Potencia (PNPs) para esas Zonas de Potencia:
 - (i) $PNPL_A = PNP_A$
 - (ii) $PNPL_B = \text{Max}[PNP_B, PNP_A]$
 - (iii) $PNPL_C = \text{Max}[PNP_C, PNP_B, PNP_A]$
 - (iv) $PNPL_D = \text{Max}[PNP_D, PNP_A]$

9.14 Reporte de los Precios y Cantidades Finales del Mercado

9.14.1 El CENACE publicará los resultados del Mercado para el Balance de Potencia en el Sistema de Información del Mercado a más tardar al día hábil siguiente de que el Mercado para el Balance de Potencia haya sido compensado de conformidad con las secciones 9.8 a la 9.13. El CENACE deberá al menos publicar la siguiente información:

- (a) El Precio de Cierre de Potencia para cada Zona de Potencia.
- (b) El Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia.
- (c) El Precio Neto de Potencia para Liquidación para cada Zona de Potencia.
- (d) El Cargo de Aseguramiento de Potencia para cada Zona de Potencia (de ser el caso).

- (e) Los pasos intermedios en el cálculo del Precio Neto de Potencia, para cada Zona de Potencia, incluyendo como mínimo:
 - (i) El precio promedio ponderado de la energía para cada hora del año;
 - (ii) El costo variable de la Tecnología de Generación de Referencia;
 - (iii) El costo promedio ponderado del combustible en MXN\$/MMBTU para cada día del año para la Tecnología de Generación de Referencia;
 - (iv) El índice térmico en Btu/KWh para la Tecnología de Generación de Referencia;
 - (v) Otros cálculos aplicables utilizados para el cálculo del $IMTR_{zp}$, que el CENACE haya aplicado en la ejecución de sus requisitos bajo el numeral 9.12.3.
- (f) Los pasos intermedios en el cálculo del Cargo de Aseguramiento de Potencia para cada Zona de Potencia, incluyendo como mínimo:
 - (i) La cantidad adquirida del mercado menos las ofertas de compra agregadas de los Participantes del Mercado en MW de Potencia Entregada; o en el caso de Zonas de Potencia con Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ellas, la cantidad de Potencia Entregada que compre, o venda, el CENACE, de conformidad con el numeral 9.10.5; y
 - (ii) La Obligación Mínima de Potencia total de las ERCs.
- (g) El CENACE deberá también publicar en formato Microsoft Excel los detalles de los cálculos, así como las tablas o bases de datos que forman parte de los cálculos. Una versión de alto nivel del cálculo será publicada en un documento en Microsoft Word, o en un PDF de un documento en Microsoft Word.

9.14.2 El CENACE deberá reportar la siguiente información directamente a los Participantes del Mercado a más tardar el día hábil siguiente de que se haya compensado el Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia:

- (a) A Cada Participante del Mercado:
 - (i) El total de ofertas de compra en MW que fueron registradas para el Participante del Mercado;
 - (ii) El total de ofertas de venta en MW que fueron registradas para el Participante del Mercado;
 - (iii) Los MW de ofertas de compra que han sido aceptados (de ser el caso) en el Mercado para el Balance de Potencia y el monto total por pagar, siendo esa cantidad de MW multiplicada por el Precio Neto de Potencia para Liquidación ;
 - (iv) Los MW de ofertas de venta que han sido aceptados (de ser el caso) en el Mercado para el Balance de Potencia y el monto total que el CENACE deberá pagar, siendo

- esa cantidad de MW multiplicada por el Precio Neto de Potencia para Liquidación;
(Los incisos (iii) y (iv) son mutuamente excluyentes);
- (v) Los Participantes del Mercado en Cumplimiento de la Obligación de Potencia para cada Zona de Potencia;
 - (vi) Los Participantes del Mercado en Incumplimiento de la Obligación de Potencia para cada Zona de Potencia y, su Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia y Cantidad de Incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia;
- (b) A cada Entidad Responsable de Carga:
- (i) La Obligación Mínimo de Potencia
 - (ii) La Obligación de Potencia Eficiente
 - (iii) La Potencia Entregada por los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que represente (de ser el caso);
 - (iv) El Monto de Pago del Cargo de Aseguramiento de Potencia (de ser el caso);
- (c) A cada Generador:
- (i) La Potencia Entregada producida por las Unidades de Central Eléctrica que represente.

CAPÍTULO 10

Liquidaciones

10.1 Requisitos de Información

10.1.1 Para cada año, para fines de liquidación, el CENACE creará una base de datos con la siguiente información.

- (a) Para cada Participante del Mercado, para cada Zona de Potencia:
 - (i) Compras de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia (de ser el caso);
 - (ii) Ventas de Potencia Entregada en el Mercado para el Balance de Potencia (de ser el caso);
 - (iii) Participantes en Cumplimiento de la Obligación de Potencia por Zona de Potencia;
 - (iv) Participante en Incumplimiento de la Obligación de Potencia por cada Zona de Potencia, la Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia y la Cantidad Incumplida Ajustada de la Obligación de Potencia;
 - (v) La Potencia Entregada de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada (de ser el caso) y las Unidades de Central Eléctrica (de ser el caso) de la cual es responsable el Participante del Mercado.
- (b) Para cada ERC, para cada Zona de Potencia:
 - (i) El Monto de Pago del Cargo de Aseguramiento de Potencia (de ser el caso).
- (c) Lo anterior no limita la información adicional que el CENACE pueda requerir y mantener.

10.1.2 La cantidad de Potencia Entregada comprada y vendida en el Mercado para el Balance de Potencia para uso en las secciones del presente Capítulo [CAPÍTULO 10](#):

- (a) Son, en el caso de Zonas de Potencia dentro de Zonas de Potencia Anidadas, las cantidades determinadas en la sección 9.10.4
- (b) Son, en el caso de Zonas de Potencia con Zonas de Potencia Anidadas ubicadas dentro de ellas, las cantidades finales determinadas en la sección 9.10.5.

10.2 Liquidación con los Generadores

10.2.1 Para cada año, para cada Generador, el CENACE calculará las siguientes cantidades por separado:

- (a) La suma, a lo largo de todas las Zonas de Potencia, de (Potencia Entregada vendida en el Mercado para el Balance de Potencia en la Zona de Potencia considerada, en MW-año) * (el Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia considerada, en MXN\$/MW-año).
- (b) La suma, a lo largo de todas las Zonas de Potencia, de (Potencia Entregada comprada en el Mercado para el Balance de Potencia en la Zona de Potencia considerada, en MW-año) * (el Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia considerada, en MXN\$/MW-año).

10.2.2 El CENACE pagará al Generador cuando la cantidad obtenida en el numeral 10.2.1 (a) sea mayor que la cantidad obtenida en el numeral 10.2.1 (b).

10.2.3 El Generador pagará al CENACE cuando la cantidad obtenida en el numeral 10.2.1 (b) sea mayor que la cantidad obtenida en el numeral 10.2.1 (a), el Generador le pagará al CENACE la cantidad igual a la diferencia.

10.3 Liquidación con las ERCs

10.3.1 Para cada año, para cada ERC, el CENACE calculará las siguientes cantidades por separado:

- (a) La suma, a lo largo de todas las Zonas de Potencia, de (Potencia Entregada vendida en el Mercado para el Balance de Potencia en la Zona de Potencia considerada, en MW-año) * (el Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia considerada, en MXN\$/MW-año).
- (b) La suma, a lo largo de todas las Zonas de Potencia, de (Potencia Entregada comprada en el Mercado para el Balance de Potencia en la Zona de Potencia considerada, en MW-año) * (el Precio Neto de Potencia para Liquidación en la Zona de Potencia considerada, en MXN\$/MW-año).
- (c) La suma, a lo largo de todas las Zonas de Potencia, del Monto de Pago del Cargo de Aseguramiento de Potencia, en MXN\$.

10.3.2 El CENACE pagará a la ERC cuando la cantidad obtenida en el numeral 10.3.1 (a) sea mayor a la suma de las cantidades obtenidas en los numerales 10.3.1 (b) y 10.3.1 (c).

10.3.3 La ERC pagará al CENACE cuando la suma de las cantidades obtenidas en los numerales 10.3.1 (b) y 10.3.1 (c) sea mayor a la cantidad obtenida en el numeral ~~10.3.1(a)~~ [10.3.1\(a\)](#).

10.4 Liquidación de Penalizaciones

- 10.4.1** A partir de la publicación del presente Manual en el Diario Oficial de la Federación, la CRE determinará cómo se liquidarán las penalizaciones por ser un Participante en Incumplimiento de la Obligación de Potencia. Los Participantes en Incumplimiento de la Obligación de Potencia pagarán sus penalizaciones al CENACE, quien las distribuirá en pro-rata entre todas las Entidades Responsables de Carga.
- 10.4.2** A partir de la publicación del presente Manual, la CRE determinará los arreglos para liquidación de cualesquiera penalizaciones que establezca para una ERC que no cumpla con sus Obligaciones de Contratar Potencia.
- 10.4.3** A partir de la publicación del presente Manual, la CRE determinará los arreglos para la liquidación de cualesquiera de las siguientes penalizaciones:
- (a) Participantes del Mercado que manipulen el Mercado para el Balance de Potencia y/o ejerzan poder de mercado de conformidad con el numeral 6.8.2; y
 - (b) Participantes del Mercado que contraten la venta de Potencia Entregada que exceda una expectativa razonable de su capacidad de cumplir con la Potencia Entregada, de conformidad con el numeral 7.1.15.

10.5 Nota Acerca de los Generadores Exentos

- 10.5.1** Los Suministradores de Servicios Básicos están obligados a pagar la energía a los Generadores Exentos que representan, de conformidad con las consideraciones definidas por la CRE, mientras que los Suministradores de Servicios Calificados pueden acordar libremente el precio que pagarán por la energía de los Generadores Exentos que representan. Las cantidades y los precios pagados por los Suministradores a los Generadores Exentos no le serán informadas al CENACE y no constituirán un ingreso para el Mercado para el Balance de Potencia.

CAPÍTULO 11

Penalizaciones

11.1 Penalizaciones por Incumplimiento de las Obligaciones Mínimas de Potencia y las Obligaciones de Contratar Potencia

- 11.1.1** Todos los Participantes en Incumplimiento de la Obligación de Potencia deberán pagar las penalizaciones que establezca la CRE.
- 11.1.2** De manera similar, cualquier Suministrador que no cumpla con su Obligación de Contratar Potencia para cualquier Zona de Potencia y año dado por no haber suscrito Contratos de Cobertura Eléctrica, deberá pagar la penalización que establezca la CRE.
- 11.1.3** La CRE podrá establecer penalizaciones para los Participantes del Mercado que incumplan con lo dispuesto en el presente manual.
- 11.1.4** La CRE podrá establecer penalizaciones para los Participantes del Mercado que han contratado venta de Potencia Entregada que exceda lo que en realidad es capaz de entregar.

CAPÍTULO 12

Información Disponible en el Sistema de Información del Mercado

12.1 Elementos que deberán estar disponibles en el Sistema de Información del Mercado (SIM), además de los señalados en el presente Manual y en las Reglas del Mercado.

12.1.1 Política de Confiabilidad

- (a) La Probabilidad de Energía no Suministrada Máxima aceptable (PENS Máxima) para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
- (b) El Valor de la Energía no Suministrada (VENS), que se utiliza para fines de planeación en la presente sección;
- (c) La Probabilidad de Energía no Suministrada Eficiente (PENS Eficiente) para el SEN, que se determina tomando en cuenta el VENS y el costo de la Tecnología de Generación de Referencia;
- (d) Los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima para los sistemas interconectados, con base en la PENS Máxima, y los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en la PENS Eficiente.
- (e) Factores de PENS Máxima, VENS y PENS Eficiente.
- (f) Porcentajes de Reserva de Planeación Mínima y Reserva de Planeación Eficiente.
- (g) Porcentaje Zonal del Requisito de Potencia Entregada.

12.1.2 Zonas de Potencia

- (a) Nombre y definición de las Zonas de Potencia
- (b) Resultados de las evaluaciones y reevaluaciones.

12.1.3 Acreditación y Obligaciones de Potencia

- (a) La Potencia Entregada de cada Generador en cada Zona de Potencia;
- (b) La Potencia Entregada de cada Recursos de Demanda Controlable Garantizada en cada Zona de Potencia;
- (c) Las ERC que representan a los Recursos de Demanda Controlable Garantizada; y,
- (d) La Obligación Mínima de Potencia de cada ERC en cada Zona de Potencia.
- (e) Obligación Neta de Potencia.

12.1.4 Tecnología de Referencia

- (a) Costos y características técnicas utilizadas en la presente sección para cada Tecnología de Generación de Referencia.
- (b) Tecnologías de Generación de Referencia, sus costos asociados y características técnicas por lo menos seis meses antes de la Operación del primer Mercado para el Balance de Potencia en donde se utilice esta información.

12.1.5 Mercado Para el Balance de Potencia

- (a) A Cada Participante del Mercado:
 - (i) El total de ofertas de compra en MW que fueron registradas para el Participante del Mercado;
 - (ii) El total de ofertas de venta en MW que fueron registradas para el Participante del Mercado;
 - (iii) Los MW de ofertas de compra que han sido aceptados (de ser el caso) en el Mercado para el Balance de Potencia y el monto total por pagar, siendo esa cantidad de MW multiplicada por el Precio Neto de Potencia para Liquidación;
 - (iv) Los MW de ofertas de venta que han sido aceptados (de ser el caso) en el Mercado para el Balance de Potencia y el monto total que el CENACE deberá pagar, siendo esa cantidad de MW multiplicada por el Precio Neto de Potencia para Liquidación; (Los incisos (iii) y (iv) son mutuamente excluyentes);
 - (v) Los Participantes del Mercado en Cumplimiento de la Obligación de Potencia para cada Zona de Potencia;
 - (vi) Los Participantes del Mercado en Incumplimiento de la Obligación de Potencia para cada Zona de Potencia y, su Cantidad Incumplida de la Obligación de Potencia y Cantidad de Incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia;
- (b) A cada Entidad Responsable de Carga:
 - (i) La Obligación Mínima de Potencia;
 - (ii) La Obligación de Potencia Eficiente;
 - (iii) La Potencia Entregada por los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que represente (de ser el caso);
 - (iv) El Monto de Pago del Cargo de Aseguramiento de Potencia (de ser el caso);
- (c) A cada Generador:
 - (i) La Potencia Entregada producida por las Unidades de Central Eléctrica que represente.

- (d) El CENACE publicará en todo momento el formato de programa requerido en una Transacción Bilateral de Potencia; así como los detalles de las condiciones de la autorización de aprobación del Participante del Mercado, así como la fecha y hora del Mercado para el Balance de Potencia.

CAPÍTULO 13

Disposiciones Transitorias

13.1 Disposiciones Transitorias

- 13.1.1** El presente Manual entrará en vigor a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.
- 13.1.2** Las disposiciones transitorias que se incluyan en las Bases del Mercado Eléctrico, Manuales de Prácticas del Mercado, Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación, y que establezcan condiciones especiales relacionadas con sistemas y procedimientos que se mencionan en el Manual de Mercado para el Balance de Potencia, aplicarán al presente Manual; sin embargo, no serán mencionados en este capítulo.
- 13.1.3** El presente Manual deberá observar las siguientes disposiciones transitorias:
- (a) Los Recursos de Demanda Controlable Garantizada no participarán en el primer/segundo Mercado para el Balance de Potencia. A partir del segundo/tercer Mercado para el Balance de Potencia, los Recursos de Demanda Controlable Garantizada podrán participar, por lo que deberán observar lo dispuesto en el presente Manual.
- 13.1.4** 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 todas las disposiciones del presente Manual.
- 13.1.5** No habrá excepción para el cumplimiento de las disposiciones del presente Manual, salvo lo previsto en las disposiciones transitorias descritas en el presente capítulo.