



CENACE®
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

INFORME EJECUTIVO

**MERCADO PARA EL BALANCE
DE POTENCIA 2026**

AÑO DE PRODUCCIÓN 2025

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	1
ÍNDICE DE TABLAS	2
RESUMEN	3
PRIMERA SECCIÓN.....	3
I. ZONAS DE POTENCIA.....	3
SEGUNDA SECCIÓN.....	4
II. PREPARACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA.....	4
2.1 CIENTO HORAS CRÍTICAS.....	4
2.2 POLÍTICA DE CONFIABILIDAD.....	6
2.3 PORCENTAJES DE RESERVA Y PORCENTAJES ZONALES.....	7
2.4 OFERTAS Y CURVAS ESTIMADAS	8
2.5 TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA	10
2.6 PRECIO DE CIERRE DE POTENCIA ESTIMADO Y PRECIO MÁXIMO.....	12
TERCERA SECCIÓN.....	12
III. REALIZACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA.....	12
3.1 OBLIGACIONES NETAS DE POTENCIA Y OFERTAS DE COMPRA DE POTENCIA	13
3.2 POTENCIA ADQUIRIDA.....	14
3.3 PRECIO CIERRE Y PRECIO NETO DE POTENCIA	17

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 1. ZONAS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	3
FIG. 2. HORAS CRÍTICAS SIN*	5
FIG. 3. ZONA DE POTENCIA SIN.....	5
FIG. 4. HORAS CRÍTICAS BCA*	5
FIG. 5. ZONA DE POTENCIA BCA.....	5
FIG. 6. HORAS CRÍTICAS BCS*	6
FIG. 7. ZONA DE POTENCIA BCS	6
FIG. 8. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA ESTIMADAS SIN.....	9
FIG. 9. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA ESTIMADAS BCA	9

FIG. 10. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA ESTIMADAS BCS.....	10
FIG. 11. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA DE POTENCIA SIN.....	15
FIG. 12. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA DE POTENCIA BCA.....	15
FIG. 13. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA DE POTENCIA BCS.....	16

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PRIMER Y ÚLTIMO DÍA DE CÁLCULO PARA IDENTIFICAR LAS HORAS CRÍTICAS.....	4
TABLA 2. PERIODO DE OCURRENCIAS DE LAS HORAS CRÍTICAS EN EL SIN.....	5
TABLA 3. PERIODO DE OCURRENCIA DE LAS HORAS CRÍTICAS EN BCA.....	5
TABLA 4. PERIODO DE OCURRENCIAS DE LAS HORAS CRÍTICAS EN BCS.	6
TABLA 5. VALORES INDICATIVOS DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN MÍNIMA DE CADA SISTEMA INTERCONECTADO.	7
TABLA 6. VALORES INDICATIVOS DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EFICIENTE EN CADA SISTEMA INTERCONECTADO.	7
TABLA 7. OFERTAS Y OBLIGACIONES ESTIMADAS.....	8
TABLA 8. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE REFERENCIA.....	11
TABLA 9. COSTOS ANUALES POR CAPACIDAD ENTREGADA DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA.....	11
TABLA 10. COSTOS FIJOS NIVELADOS POR CAPACIDAD ENTREGADA E INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA PARA LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA.....	12
TABLA 11. PRECIO DE CIERRE DE POTENCIA ESTIMADO Y PRECIO MÁXIMO DE POTENCIA.....	12
TABLA 12. OBLIGACIÓN NETA Y OFERTAS DE COMPRA DE POTENCIA.....	13
TABLA 13. POTENCIA ADQUIRIDA Y CANTIDAD INCUMPLIDA DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA.....	14
TABLA 14. PARTICIPANTES DEL MERCADO CON CANTIDAD INCUMPLIDA DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA.....	16
TABLA 15. PRECIO DE CIERRE Y PRECIO NETO DE POTENCIA.....	17
TABLA 16. MONTO PARA LIQUIDARSE.....	17

RESUMEN

El Mercado para el Balance de Potencia (MBP), es un mercado ex-post que tiene como propósito:

- Facilitar transacciones entre los Participantes del Mercado (PM) cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por el ente correspondiente¹ y los PM que cuenten con Potencia no comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- Determinar, acorde a lo establecido por el ente correspondiente, la curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos de Potencia y comprar la porción de esta que aplique por cuenta de los PM que tengan un requisito de Potencia, a fin de fomentar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

El MBP se basa principalmente en tres conceptos propios de dicho mercado: Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 100 Horas Críticas (HC) del año de Producción correspondiente y Tecnología de Generación de Referencia (TGR) en cada una de las Zonas de Potencia e incluye como insumos la política de confiabilidad determinada por la Secretaría de Energía (SENER) y los Porcentajes Zonales y de Reserva determinados por el ente correspondiente².

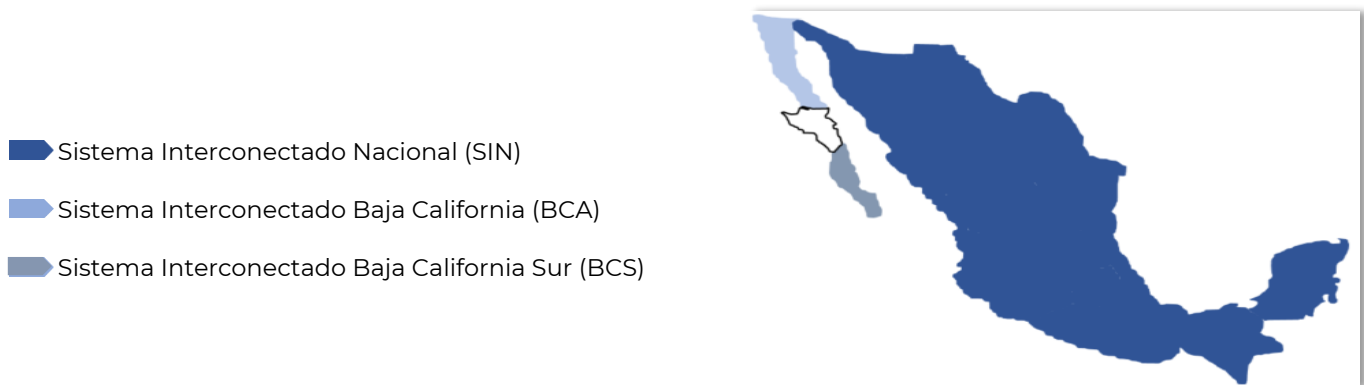
El presente documento es la versión ejecutiva de los resultados del Mercado para el Balance de Potencia 2026, año de producción 2025³.

PRIMERA SECCIÓN

I. Zonas de Potencia

Cada Zona de Potencia del SEN está compuesta por un conjunto de NodosP que están interconectados entre sí. Para el Mercado para el Balance de Potencia 2026, las Zonas de Potencia definidas son:

Fig. 1. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo)

¹ Acorde al transitorio Tercero de la Ley del Sector Eléctrico publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de marzo de 2025, el cual establece que: "La operación del Mercado Eléctrico Mayorista debe realizarse conforme a las Reglas del Mercado, ... y demás disposiciones aplicables vigentes al momento de la publicación de esta Ley y hasta en tanto no se expidan nuevas disposiciones."

Acorde al transitorio Tercero de la Ley de la Comisión Nacional de Energía publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de marzo de 2025, el cual establece que:

"Las referencias normativas a ... la Comisión Reguladora de Energía se entienden hechas o conferidas a la Secretaría o a la Comisión, conforme a las atribuciones, competencias y facultades que les correspondan."

² Para más detalle ver Manual de Mercado para el Balance de Potencia: [Manual del Mercado para el Balance de Potencia \[DOF 22-09-16\].pdf](#)

³ Si se presenta alguna inconsistencia entre el presente documento y las fuentes utilizadas para elaborarlo, prevalecerá lo establecido en las fuentes.

El catálogo de NodosP que conforma cada una de las Zonas de Potencia para el MBP 2026 se encuentra disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>.

SEGUNDA SECCIÓN

II. Preparación del Mercado para el Balance de Potencia

2.1 Cien Horas Críticas

En los dos primeros Mercados para el Balance de Potencia: MBP 2017 y MBP 2018, las 100 Horas Críticas (HC) correspondieron a las 100 Horas con mayor demanda en los años de producción 2016 y 2017 respectivamente. A partir del MBP 2019, es decir, a partir del año de producción 2018 las HC corresponden a las 100 horas que tuvieron el menor nivel de reserva de generación en el periodo identificado acorde con lo establecido en el Manual del Mercado para el Balance de Potencia. La Tabla 1 muestra el primer y último día del periodo para identificar las HC de cada Zona de Potencia del año de producción 2025, es decir, muestran el primer y último día de cálculo para identificar las Horas Críticas.

Tabla 1. Primer y último día de cálculo para identificar las Horas Críticas.

Zonas de Potencia	Primer día de cálculo	Último día de cálculo
SIN	02-abril-2025	02-julio-2025
BCA	18-junio-2025	23-septiembre-2025
BCS	02-abril-2025	14-noviembre-2025

Fuente: Elaboración propia.

En las Tablas 2, 3 y 4 se presenta para cada Zona de Potencia la fecha en la que ocurrió la primera y última Hora Crítica, así como el promedio de la reserva de generación de las Horas Críticas del año de producción 2025. Las Figuras 2, 4 y 6 muestran para cada Zona de Potencia, en **azul**, la reserva de generación de cada hora del año completo 2025 y, en **naranja**, la reserva de generación correspondiente a las 100 Horas Críticas del año de producción 2025.

Tabla 2. Periodo de Ocurrencias de las Horas Críticas en el SIN.

Número de HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	02/04/2025	4,337.00
100	19/06/2025	4,922.01
Promedio de RG en HC:		4,277.87

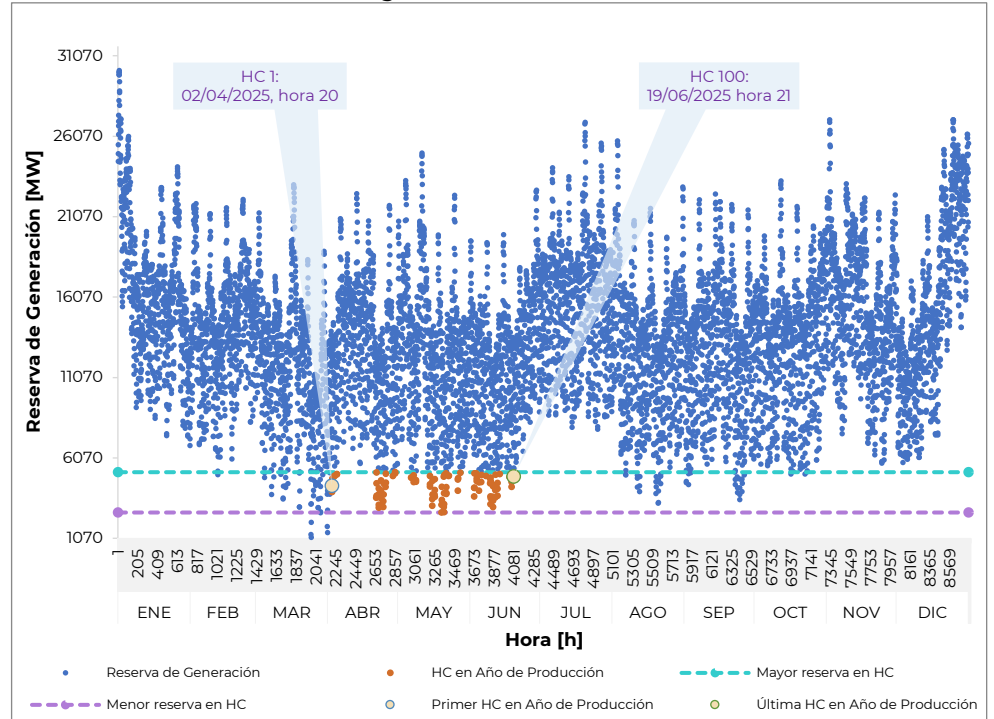
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 3. Zona de Potencia SIN.



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

Fig. 2. Horas Críticas SIN*



Fuente: Elaboración propia.

**En el Sistema Interconectado SIN existieron horas, fuera de ese rango de fechas (02/04/2025 – 19/06/2025), con menores niveles de reservas de generación, las cuales se tomarán en cuenta para identificar el primer y último día de cálculo del año de producción 2026, como lo establece el numeral 3.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.*

Tabla 3. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas en BCA.

Número de HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	07/08/2025	392.59
100	04/09/2025	390.79
Promedio de RG en HC:		193.98

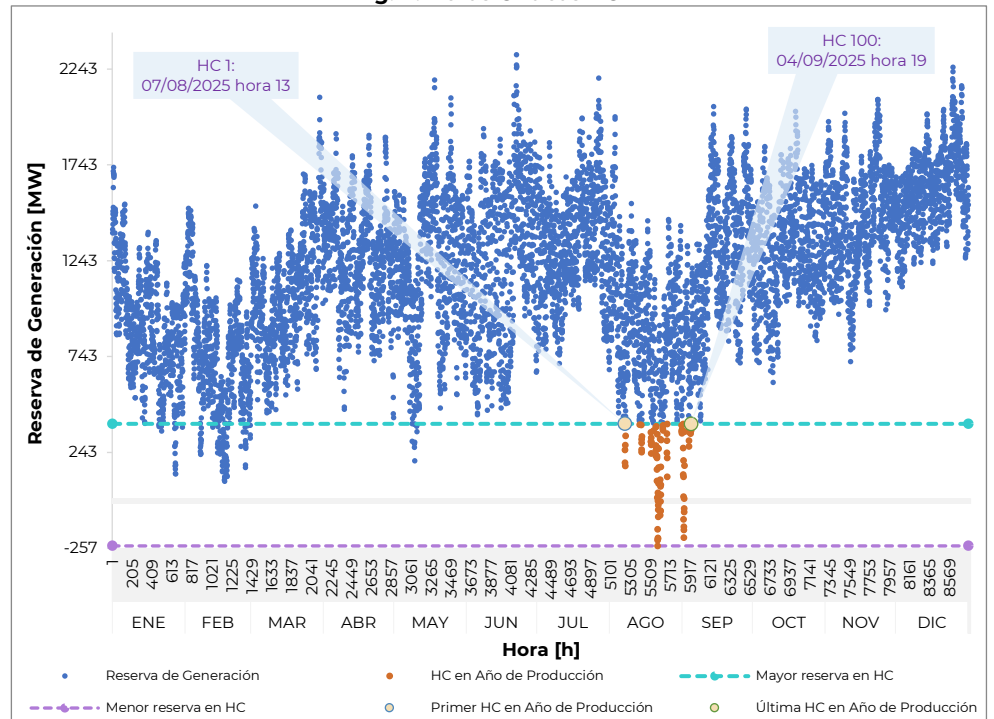
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 5. Zona de Potencia BCA.



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

Fig. 4. Horas Críticas BCA*



Fuente: Elaboración propia.

**En el Sistema Interconectado BCA existieron horas, fuera de ese rango de fechas (07/08/2025 – 04/09/2025), con menores niveles de reservas de generación, las cuales se tomarán en cuenta para identificar el primer y último día de cálculo del año de producción 2026, como lo establece el numeral 3.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.*

Tabla 4. Periodo de Ocurrencias de las Horas Críticas en BCS.

Número de HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	27/05/2025	8.11
100	13/11/2025	7.47
Promedio de RG en HC:		-1.84

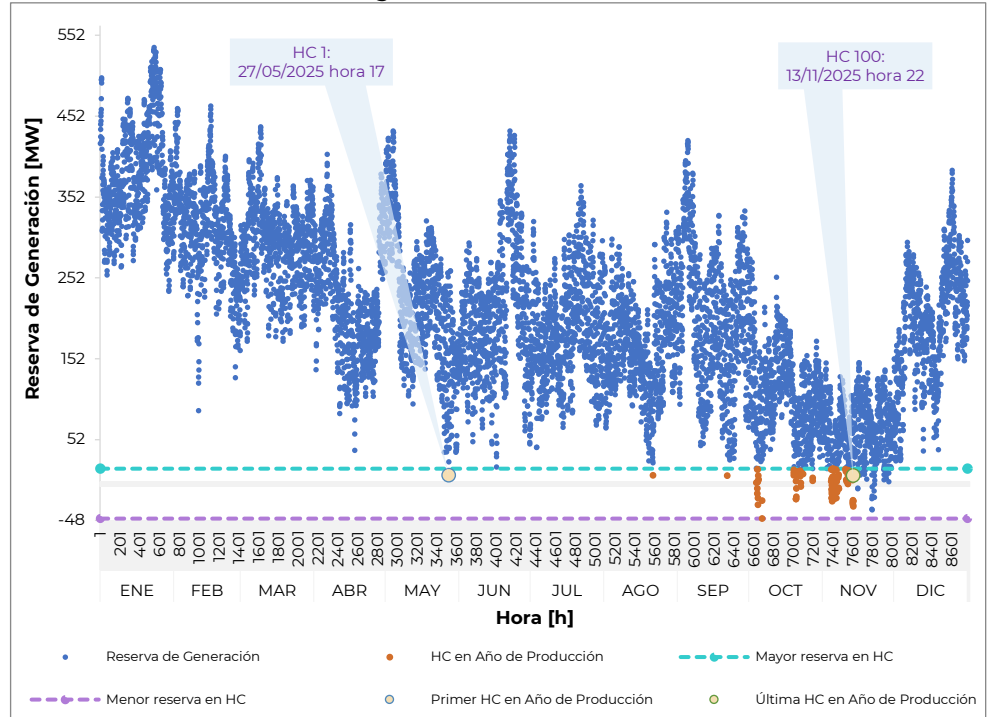
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 7. Zona de Potencia BCS.



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

Fig. 6. Horas Críticas BCS*



Fuente: Elaboración propia.

**En el Sistema Interconectado BCS existieron horas, fuera de ese rango de fechas (27/05/2025 – 13/11/2025), con menores niveles de reservas de generación, las cuales se tomarán en cuenta para identificar el primer y último día de cálculo del año de producción 2026, como lo establece el numeral 3.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.*

Las Horas Críticas de cada una de las Zonas de Potencia, se encuentran disponibles en:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MBPHorasCriticas.aspx>.

2.2 Política de Confiabilidad

La política de confiabilidad para el MBP 2026, año de producción 2025⁴, se describe a continuación:

- La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Máxima) se define en 0.2178%.
- El Valor de la Energía No Suministrada (VENS) se define en 2,600 dólares por megawatt hora (USD\$/MWh).
- La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Eficiente) se define: 0.0315%⁵.
- Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada sistema interconectado son los siguientes:

⁴ [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENYMEM/\(DOF%202017-02-28%20SENER\)%20Pol%C3%ADtica%20de%20Confiabilidad.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENYMEM/(DOF%202017-02-28%20SENER)%20Pol%C3%ADtica%20de%20Confiabilidad.pdf)

⁵ La PENS Eficiente será un valor de referencia en los estudios de planeación, de conformidad con los criterios de seguridad y Confiabilidad del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional del de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, emitido por la CRE, el 8 de abril de 2016.

Tabla 5. Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada Sistema Interconectado.

Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPm-MR) ^{a/}	En términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP) ^{a/}
Nacional	13%	7.7%
Baja California ^{b/}	15%	8.6% ^{c/}
Baja California Sur ^{b/}	15%	13.8%

Fuente: Política de confiabilidad SENER.

- ^{a/} Los valores indicativos de las reservas de planeación mínimas toman como referencia el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, emitido por la CRE, el 8 de abril de 2016. Los VIRPm-MR y VIRPm-RP de cada sistema interconectado no tienen efecto en los estudios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional. El VIRPm-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.
- ^{b/} Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.
- ^{c/} Para evaluar la función que determine el requisito mínimo de adquisición de Potencia que las Entidades Responsables de Carga señalada en la Resolución RES/916/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, se deberá observar la siguiente trayectoria del VIRPm-RP para la Zona de Potencia de Baja California: 2016 de 0.0%, 2017 de 2.2%, 2018 de 4.3%, 2019 de 6.5% y 2020 de 8.6%.

- e) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en cada sistema interconectado son los siguientes:

Tabla 6. Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en cada Sistema Interconectado.

Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPe-MR)	En términos de Requisito de Potencia (VIRPe-RP) ^{f/}
Nacional	21.3%	15.3%
Baja California ^{d/}	20.9%	16.4% ^{g/}
Baja California Sur ^{d/}	35.0% ^{e/}	32.7%

Fuente: Política de confiabilidad SENER.

- ^{d/} Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.
- ^{e/} Se toma en cuenta el criterio de reserva de la capacidad total de las cuatro unidades mayores para atender la demanda del sistema.
- ^{f/} El VIRPe-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.
- ^{g/} Para evaluar la función que determine el requisito mínimo de adquisición de Potencia que las Entidades Responsables de Carga señalada en la Resolución RES/916/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, se deberá observar la siguiente trayectoria del VIRPe-RP para la Zona de Potencia de Baja California: 2016 de 7.8%, 2017 de 10.0%, 2018 de 12.1%, 2019 de 14.3% y 2020 de 16.4%.

2.3 Porcentajes de Reserva y Porcentajes Zonales

Los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima (RPM) y Reserva de Planeación Eficiente (RPE) para cada Sistema Interconectado son equivalentes a los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima (VIRPm-RP) y los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente (VIRPe-RP) calculados por la Secretaría.

Debido a que para el MBP 2026 cada Zona de Potencia es en sí un Sistema Interconectado, el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para cada Zona de Potencia es del 100%⁶.

2.4 Ofertas y Curvas Estimadas

Una vez determinadas las Zonas de Potencia, las Horas Críticas, la Política de Confiabilidad emitida por la SENER y los porcentajes de Reserva de Planeación emitidos por la CRE, se obtiene la Potencia Anual Acreditada (PAA) y el Requisito Anual de Potencia (RAP) en cada Zona de Potencia del MBP. La PAA y el RAP de cada Participante del Mercado en una Zona de Potencia, determinan sus Ofertas Estimadas de Venta y sus Obligaciones Estimadas de Compra de Potencia, en dicha Zona. Estas dos últimas cantidades a nivel Zona de Potencia se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Ofertas y Obligaciones Estimadas.

Zona de Potencia	Oferta Estimada de Venta de Potencia (O EVP) [MW-año]	Obligación Estimada de Compra de Potencia (O ECP) [MW-año]
SIN	48,218.71	46,519.59
BCA	2,920.82	3,260.23
BCS	503.73	561.76

Fuente: Elaboración propia.

Los insumos de los cálculos se encuentran en el área certificada del Sistema de Información del Mercado y en las siguientes secciones:

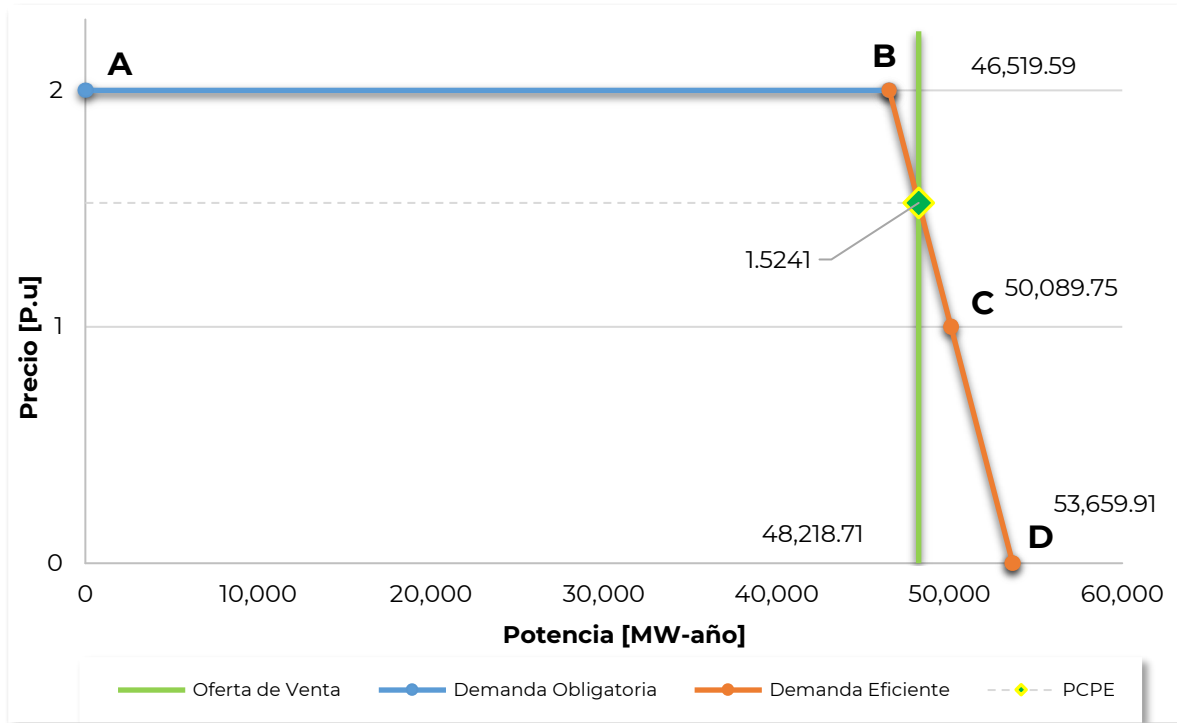
<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/CapacidadEntregada.aspx>

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/CapacidadDemandadaRAP.aspx>

Con la Obligación Estimada de Compra se construye la Curva de Demanda Estimada y con la Oferta Estimada de Venta se construye la Curva de Oferta Estimada, todos estos resultados son parte de la etapa de preparación del MBP, Figuras 8, 9 y 10 (por simplicidad el eje vertical está expresado en p.u.).

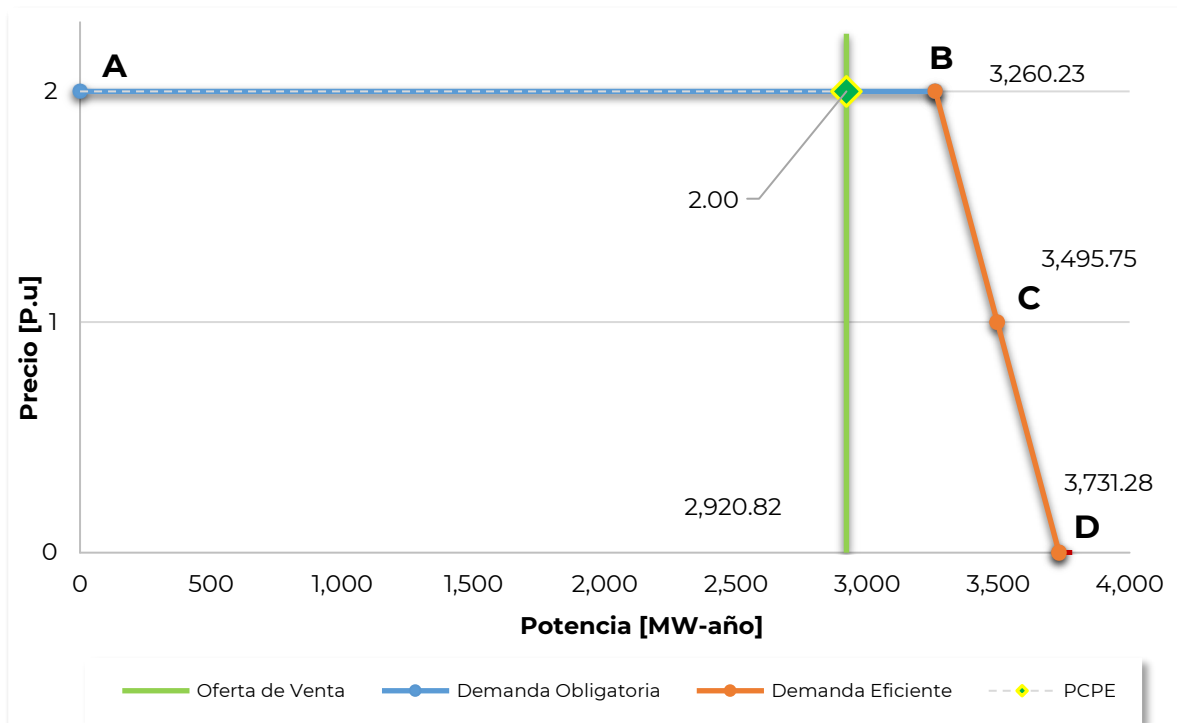
⁶ Numeral 10.4.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Fig. 8. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas SIN.



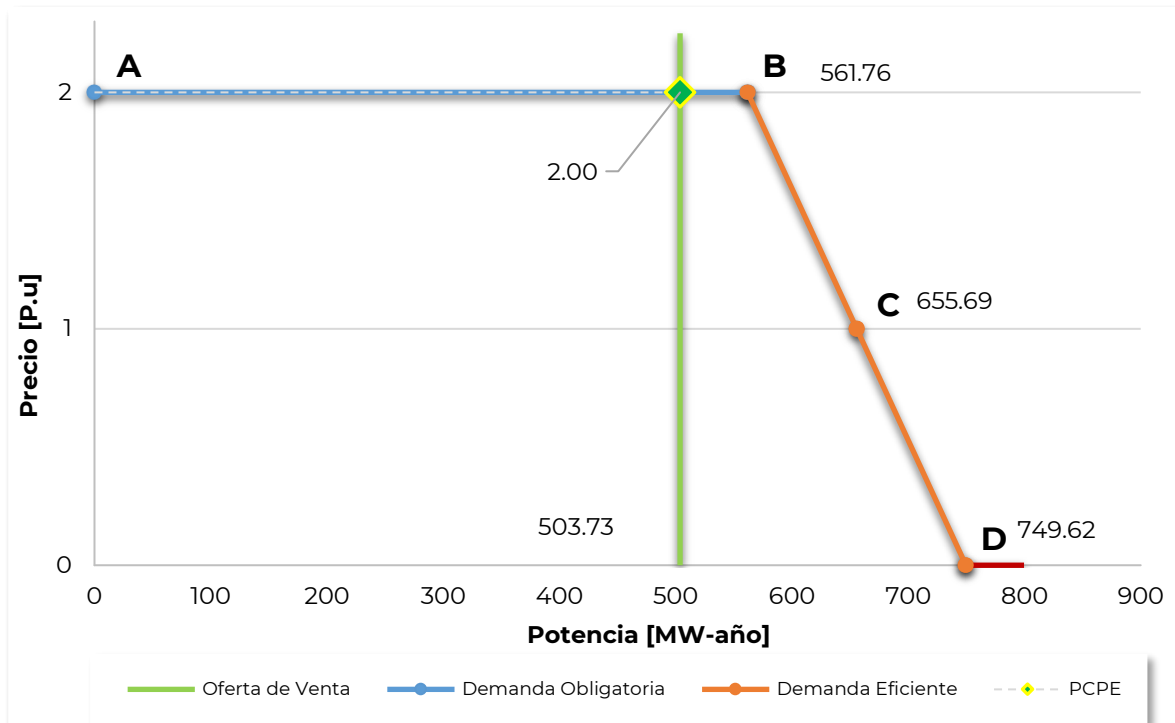
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 9. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas BCA.



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 10. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas BCS.



Fuente: Elaboración propia.

2.5 Tecnología de Generación de Referencia

La Tecnología de Generación de Referencia (TGR) es un concepto propio del MBP y que durante la etapa de realización del MBP se utiliza para obtener el Precio de Potencia a liquidarse en cada Zona de Potencia del SEN. Previamente, durante la etapa de preparación los costos fijos nivelados por Capacidad Entregada de la TGR son insumos para obtener el Precio de Cierre de Potencia Estimado y los ingresos del Mercado son insumos para obtener el Precio Máximo de la Zona de Potencia respectiva.

El documento donde se encuentra el detalle de la Tecnología de Generación de Referencia se encuentra disponible en:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/TecnologiaGeneracion.aspx>

La TGR de cada Zona de Potencia, es la fuente marginal de nueva Potencia que se identifica a partir de una muestra razonable de tecnologías de generación cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de su correspondiente Zona de Potencia y que sea replicable a escala comercial, que minimiza los costos netos de generación y Potencia en el largo plazo.

De acuerdo con lo anterior, la Tecnología de Generación de Referencia de cada Zona de Potencia, se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Tecnologías de Generación de Referencia.

Zona de Potencia	Tecnología de Generación de Referencia	Capacidad [MW]*	Combustible
SIN	Turbina de gas, Tipo Industrial	260.00	Gas Natural
BCA	Turbina de gas, Tipo Industrial	260.00	Gas Natural
BCS	Turbina de gas, Tipo Industrial	76.05	Diésel

Fuente: Elaboración propia.

* Capacidad bruta de la unidad comercial en condiciones de referencia (ISO).

Los costos nivelados por Capacidad Entregada de la Tecnología de Generación de Referencia, desglosados en fijos y variables, de cada Zona de Potencia se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Costos Anuales por Capacidad Entregada de la Tecnología de Generación de Referencia.

Zona de Potencia	SIN	BCA	BCS	Unidades
Tipo de Tecnología	TG IND	TG IND	TG IND	No aplica
Costos Fijos Anuales				
Costo nivelado de inversión	2,081,490.11	1,890,162.22	3,083,936.16	MXN/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	1,530,114.07	231,910.93	-	MXN/MW-año
Costo fijo de O&M	200,508.14	200,508.14	340,863.84	MXN/MW-año
Costo Fijo Nivelado Total	3,812,112.33	2,322,581.30	3,424,800.00	MXN/MW-año
Costos Variables Anuales				
Costo nivelado de combustible	84,413.47	77,253.32	565,854.12	MXN/MW-año
Costo variable de O&M	6,403.22	6,403.22	9,147.46	MXN/MW-año
Costo Variable Nivelado Total	90,816.69	83,656.55	575,001.59	MXN/MW-año
COSTO NIVELADO TOTAL	3,902,929.02	2,406,237.85	3,999,801.59	MXN/MW-año

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 10 muestra la Tecnología de Generación de Referencia, para cada Zona de Potencia, así como sus costos fijos nivelados por Capacidad Entregada y los ingresos netos (en exceso de sus costos variables) que habría obtenido, en promedio, de haber participado en el Mercado del Día en Adelanto de la Zona de Potencia correspondiente en el año de producción 2025, tales Ingresos son llamados Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR⁷).

⁷ Numeral 1.3.14 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Tabla 10. Costos Fijos Nivelados por Capacidad Entregada e Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Zona de Potencia	Tecnología de Generación de Referencia (TGR)	Capacidad [MW]*	Costos Fijos Nivelados	
			por Capacidad Entregada [MXN/MW-año]	IMTGR [MXN/MW-año]
SIN	Turbina de Gas Industrial	260.00	3,812,112.33	843,476.23
BCA	Turbina de Gas Industrial	260.00	2,322,581.30	2,571,274.65
BCS	Turbina de Gas Industrial	76.05	3,424,800.00	35,510.21

Fuente: Elaboración propia.

* Capacidad bruta de la unidad comercial en condiciones de referencia (ISO)

2.6 Precio de Cierre de Potencia Estimado y Precio Máximo

Para cada Zona de Potencia, el Precio de Cierre de Potencia Estimado (PCPE), se muestra en la Tabla 11 y corresponde al producto de; los costos fijos nivelados por Capacidad Entregada de la TGR correspondiente de la Tabla 10 y el punto de intersección entre la Curva de Oferta Estimada y la Curva de Demanda Estimada, Figuras 8, 9 y 10 correspondiente.

El Precio Máximo de Potencia se muestra en la Tabla 11, se obtiene como el mayor entre cero y la diferencia entre el PCPE y los IMTGR correspondientes de la Tabla 10.

Tabla 11. Precio de Cierre de Potencia Estimado y Precio Máximo de Potencia.

Zonas de Potencia	Precio de Cierre de Potencia Estimado [p.u]	Precio de Cierre de Potencia Estimado (PCPE) [MXN/MW-año]	Precio Máximo de Potencia [MXN/MW-año]
SIN	1.5241	5,810,040.40	4,966,564.17
BCA	2.00	4,645,162.60	2,073,887.95
BCS	2.00	6,849,600.00	6,814,089.79

Fuente: Elaboración propia.

TERCERA SECCIÓN

III. Realización del Mercado para el Balance de Potencia

La realización o cierre del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2025 se llevó a cabo el día 27 de febrero de 2026. A continuación, se presentan sus resultados.

3.1 Obligaciones Netas de Potencia y Ofertas de Compra de Potencia

La Obligación Neta de Potencia (ONP) se refiere a la cantidad de Potencia que cada Participante del Mercado en una Zona de Potencia, tendrá la obligación de adquirir a través del Mercado para el Balance de Potencia de dicha Zona. La ONP constituirá una Oferta de Compra de Potencia siempre y cuando el Participante cuente con un Monto Garantizado de Pago suficiente para respaldar dicha Oferta de Compra⁸. Si el Participante no cuenta con un Monto Garantizado de Pago suficiente para respaldar su Oferta de Compra de Potencia, el CENACE excluirá del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente la Oferta de Compra de Potencia implícita en su Obligación Neta de Potencia, y el Participante del Mercado será responsable de las sanciones que apliquen por incumplir con esa Obligación Neta de Potencia⁹.

En las Zonas de Potencia BCA y BCS, el total de las Obligaciones de Potencia fue igual al total de las Ofertas de Compra. En la Zona de Potencia SIN se presentó el caso de Participantes del Mercado con un Monto Garantizado de Pago insuficiente para respaldar la Oferta de Compra implícita en su Obligación Neta de Potencia, por lo cual el CENACE excluyó del Mercado para el Balance de Potencia las Ofertas de Compra correspondientes, y dichos Participantes del Mercado resultaron con una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP) igual a su Obligación Neta de Potencia¹⁰.

El total de las Obligaciones de Potencia y de las Ofertas de Compra por Zona de Potencia, así como su diferencia, se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Obligación Neta y Ofertas de Compra de Potencia.

Zona de Potencia	Obligación Neta de Potencia (ONP) [MW-año]	Oferta de Compra de Potencia (OCP) [MW-año]	Diferencia [MW-año]
SIN	2,596.27	2,063.85	532.42
BCA	1,069.98	1,069.98	0.00
BCS	142.45	142.45	0.00

Fuente: Elaboración propia.

La Obligación Neta de cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia del MBP 2026 se encuentra disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ObligacionesPotencia.aspx>.

La Oferta de Compra de cada Participante del Mercado de cada Zona de Potencia del MBP 2026 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

⁸ Numeral 8.1.3, inciso (c) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

⁹ Numeral 8.1.3, inciso (d) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

¹⁰ Numeral 8.7.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

3.2 Potencia Adquirida

Por Zona de Potencia, la Potencia adquirida es igual a la Oferta de Venta de Potencia de dicha Zona de Potencia¹¹.

Cuando en una Zona de Potencia la Oferta de Compra de Potencia es menor que la Oferta de Venta, en dicha Zona de Potencia se adquiere Potencia Eficiente. El Cargo para el Aseguramiento de Potencia será calculado para distribuir los costos de adquisición de la Potencia Eficiente¹².

Cuando en una Zona de Potencia la Oferta de Compra es mayor que la Oferta de Venta, a cada Participante del Mercado con Oferta de Compra le será asignada una cantidad de Potencia menor a su Oferta de Compra, de tal manera que la cantidad de Potencia adquirida quede distribuida de forma proporcional entre las Ofertas de Compra y en función de la cantidad de Potencia que cada Oferta amparaba antes de la reducción correspondiente. Así mismo, cada Participante del Mercado con una Oferta de Compra de Potencia tendrá una Cantidad Incumplida de su Obligación Neta de Potencia (CIONP), y será responsable de las sanciones que apliquen por la correspondiente CIONP¹³.

Únicamente en la Zona de Potencia SIN se adquirió Potencia Eficiente, como se muestra en la Tabla 13 y en la Figura 11 (por simplicidad, el eje vertical se expresa en p.u.); en consecuencia, sólo en dicha Zona de Potencia se generó un Cargo para el Aseguramiento de Potencia¹⁴. En el caso de las Zonas de Potencia BCA y BCS, la Oferta de Venta fue menor que la Oferta de Compra, por lo que la cantidad de Potencia adquirida en dichas Zonas fue inferior a su respectiva Oferta de Compra de Potencia. En consecuencia, en dichas Zonas de Potencia no se adquirió Potencia Eficiente y se presentó una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP), como se muestra en la Tabla 13 y en las Figuras 12 y 13 (por simplicidad, el eje vertical se expresa en p.u.). Asimismo, la Tabla 13 presenta la CIONP referida en la sección 3.1 del presente Informe.

Tabla 13. Potencia Adquirida y Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia.

Zona de Potencia	Oferta de Venta de Potencia [MW-año]	Oferta de Compra de Potencia [MW-año]	Potencia Adquirida [MW-año]	Cantidad de Potencia Eficiente Adquirida [MW-año]	Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia [MW-año]
SIN	4,295.45	2,063.85	2,063.85	2,231.60	532.42
BCA	730.57	1,069.98	730.57	0.00	339.41
BCS	84.42	142.45	84.42	0.00	58.03

Fuente: Elaboración propia.

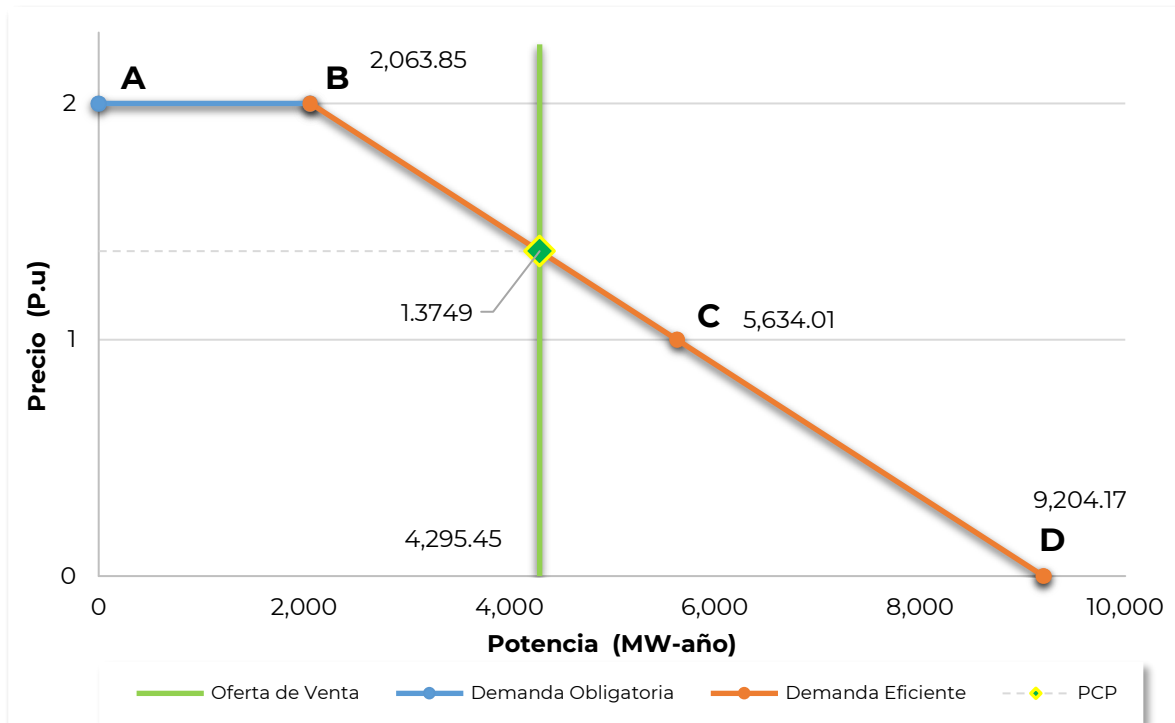
¹¹ Numeral 8.5.1, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

¹² Numeral 8.5.3 y 8.5.4, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

¹³ Numeral 8.5.2 y 8.7.1, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

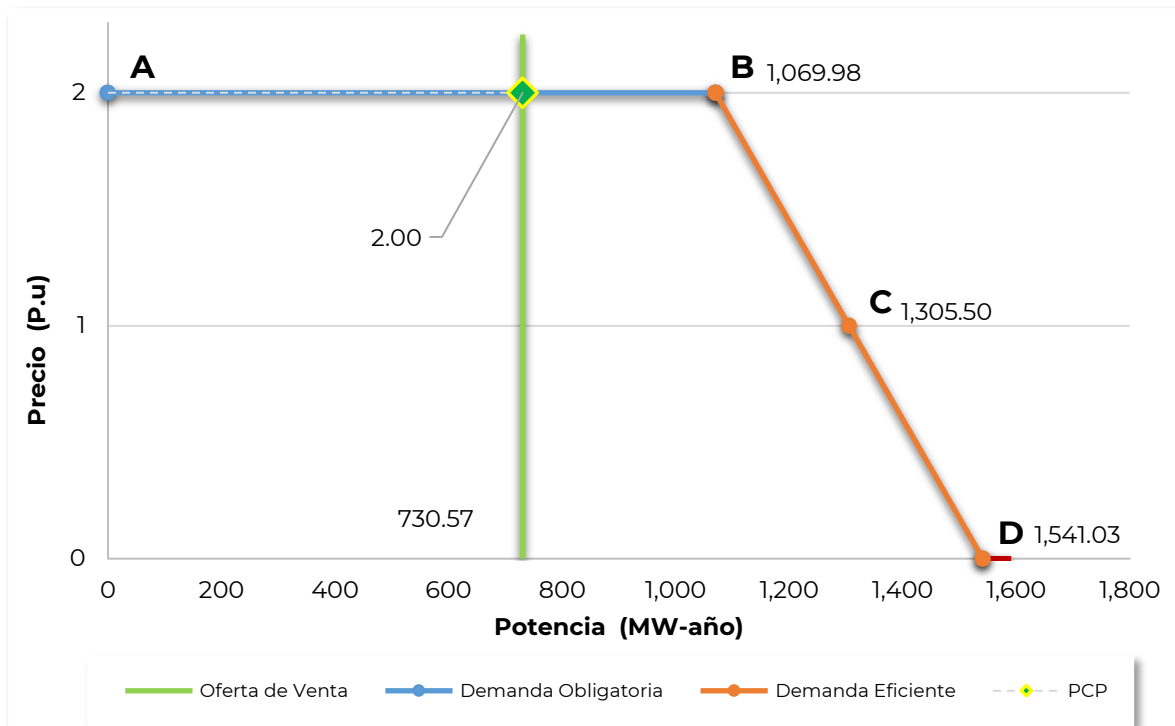
¹⁴ Numeral 8.5.3, inciso (b) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Fig. 11. Curvas de Demanda y Oferta de Potencia SIN.



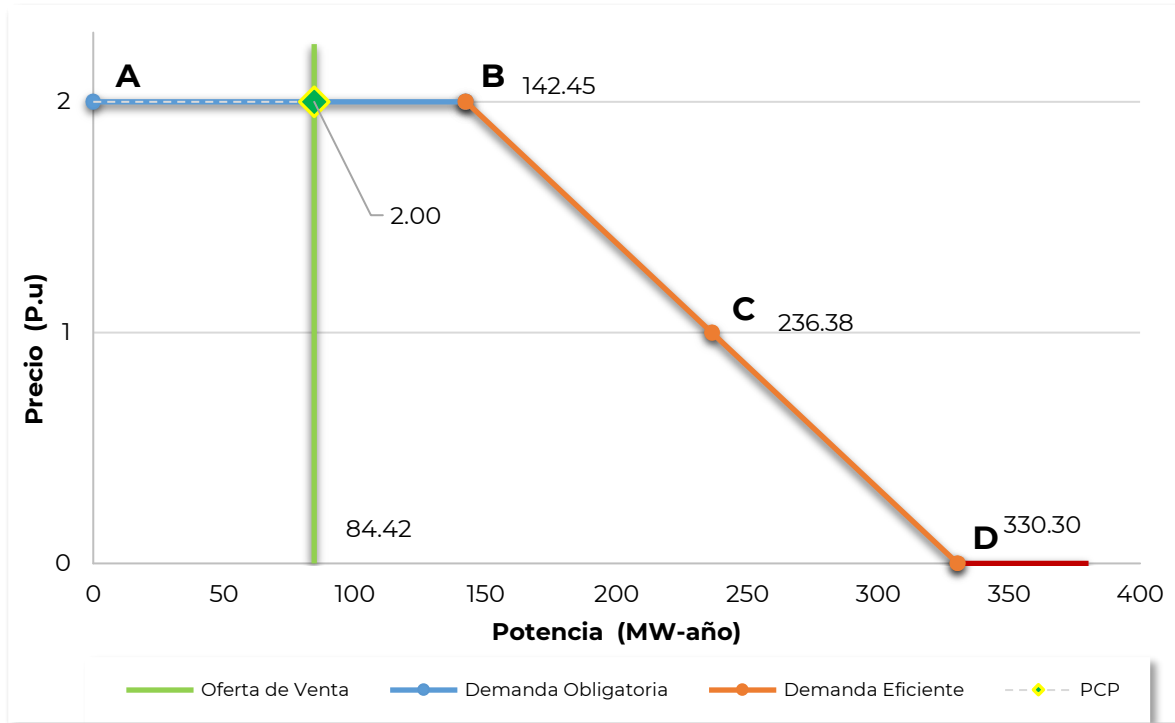
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 12. Curvas de Demanda y Oferta de Potencia BCA.



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 13. Curvas de Demanda y Oferta de Potencia BCS.



Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Venta de cada PM en cada Zona de Potencia del MBP 2026 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

La Tabla 14 muestra, por Zona de Potencia, los Participantes del Mercado que cuentan con una CIONP¹⁵.

Tabla 14. Participantes del Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia.

Clave de Participante del Mercado	SIN	BCA	BCS
B002		•	•
C005		•	
C009	•		
C010	•		
C022	•		
C025		•	
C042		•	
C061			•
G003	•		
G012			•
G014		•	
G077	•		

Fuente: Elaboración propia.

¹⁵ Numeral 8.8.3 inciso (e), subinciso (iii) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

La Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia de cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia del MBP 2026 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

3.3 Precio Cierre y Precio Neto de Potencia

Para cada Zona de Potencia, el Precio de Cierre de Potencia (PCP), expresado en MXN/MW-año, en la Tabla 15, corresponde al producto de: los costos fijos nivelados por Capacidad Entregada de la TGR correspondiente de la Tabla 10 y el punto de intersección entre la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, mostrados en las Figuras 11, 12 y 13 correspondiente.

El Precio Neto de Potencia, que se muestra en la Tabla 15, se obtiene como el mayor entre cero y la diferencia entre el PCP y los IMTGR correspondientes de la Tabla 10. Debido a que en el MBP 2026 sólo en la Zona de Potencia SIN se adquirió Potencia Eficiente, sólo en dicha Zona de Potencia se tiene un Cargo para el Aseguramiento de Potencia. El precio unitario del Cargo para el Aseguramiento de Potencia del SIN es igual al Precio Neto de Potencia de dicha Zona de Potencia. El valor del Cargo para el Aseguramiento de Potencia de cada Participante se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

Tabla 15. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia.

Zonas de Potencia	Precio de Cierre de Potencia [p.u]	Precio de Cierre de Potencia (PCP) [MXN/MW-año]	Precio Neto de Potencia [MXN/MW-año]
SIN	1.3749	5,241,273.24	4,397,797.01
BCA	2.00	4,645,162.60	2,073,887.95
BCS	2.00	6,849,600.00	6,814,089.79

Fuente: Elaboración propia.

Por último, el Mercado para el Balance de Potencia 2026, cuyo año de producción es 2025, liquidará los siguientes montos:

Tabla 16. Monto para liquidarse¹⁶.

Zona de Potencia	Monto por liquidar [MXN]
SIN	18,890,517,166.60
BCA	1,515,120,319.63
BCS	575,245,460.07

Fuente: Elaboración propia.

¹⁶ Los resultados se obtuvieron a dos decimales.

Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista

Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

Jefatura de Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión

Ciudad de México, febrero de 2026



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA