

INFORME EJECUTIVO

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 2025

AÑO DE PRODUCCIÓN 2024 RECÁLCULO ETAPA DE REALIZACIÓN

Para más detalle del recálculo, se recomienda leer las notificaciones del área pública y certificada del Sistema de Información del Mercado, realizadas en los días 12 y 23 de septiembre de 2025. Las notificaciones del área pública se encuentran publicadas en la sección Mercado para el Balance de Potencia / documentos de interés del MBP.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	2
ÍNDICE DE FIGURAS	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 Cien Horas Críticas.....	4
2.2 Política de Confiabilidad	6
2.3 Porcentajes de Reserva y Porcentajes Zonales	8
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. Recálculo de la etapa de 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.....	18

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Primer y último día de cálculo para identificar las Horas Críticas	4
Tabla 2. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas en BCS	5
Tabla 3. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas en BCA	5
Tabla 4. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas en el SIN	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 de 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 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 de Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia	16
Tabla 15. Participantes de Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia	17
Tabla 16. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia.	18
Tabla 17. Montos totales por Potencia comprada y vendida ¹⁴	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional	4
Fig. 2. Zona de Potencia BCS	5
Fig. 3. Horas Críticas BCS*	5
Fig. 4. Zona de Potencia BCA	5
Fig. 5. Horas Críticas BCA	5
Fig. 6. Zona de Potencia SIN	6
Fig. 7. Horas Críticas SIN	6
Fig. 8. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas BCS	9
Fig. 9. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas BCA	9
Fig. 10. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas SIN	10
Fig. 11. Curvas de Demanda y Oferta de Potencia BCS	15
Fig. 12. Curvas de Demanda y Oferta de Potencia BCA	15
Fig. 13. Curvas de Demanda y Oferta de Potencia SIN	16

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 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y los PM que cuenten con Potencia no comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- Determinar, acorde a lo establecido por la CRE, 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 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 la Comisión Reguladora de Energía (CRE)¹.

El 12 de septiembre de 2025, el CENACE, a través de notificación en el área pública y certificada del Sistema de Información del Mercado, informó que el 23 de septiembre de 2025 realizaría recálculo de la etapa de realización del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) 2025, año de producción 2024. Para más detalle, ver la notificación, la cual, en el área pública del Sistema de Información del Mercado, se encuentra publicada en la sección Mercado para el Balance de Potencia / Documentos de interés del MBP: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoBalance.aspx>.

El 23 de septiembre del 2025, el CENACE realizó el recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, año de producción 2024. Dado que sólo se recalculó la etapa de realización, los resultados de la etapa de preparación del referido MBP se mantienen, es decir, son iguales y, por tanto, la PRIMERA SECCIÓN y SEGUNDA SECCIÓN del Informe Ejecutivo del MBP 2025, año de producción 2024, publicado en el área pública del Sistema de Información del Mercado permanecen iguales. Dicho informe se encuentra publicado en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/informesEjecutivos.aspx>. El presente documento es la versión ejecutiva de los resultados del recálculo de la etapa de realización del Mercado para el Balance de Potencia 2025, año de producción 2024², e incluye la PRIMERA y SEGUNDA SECCIÓN del Informe Ejecutivo del MBP 2025, año de producción 2024.

PRIMERA SECCIÓN

I. Zonas de Potencia

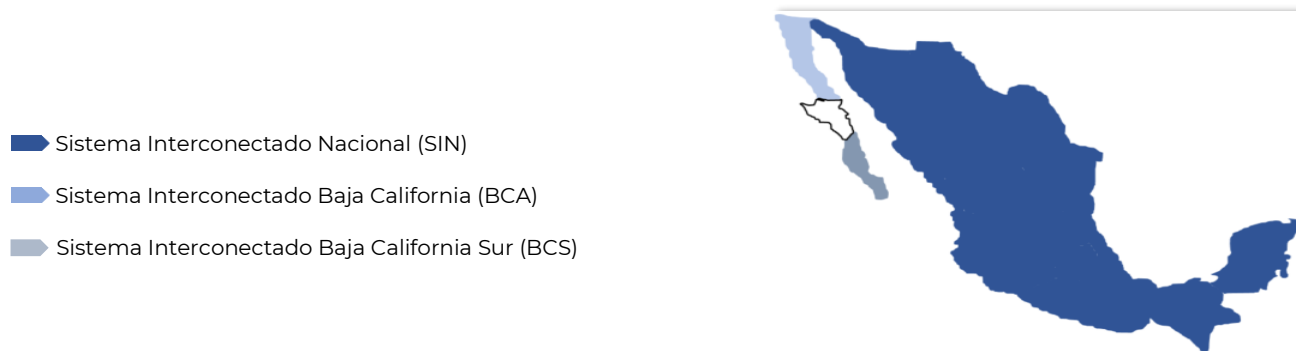
Cada Zona de Potencia del SEN está compuesta por un conjunto de NodosP que están interconectados directamente entre ellos, para el Mercado para el Balance de Potencia 2025, las Zonas de Potencia definidas son:

¹Para más detalle ver Manual de Mercado para el Balance de Potencia:

[https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20del%20Mercado%20para%20el%20Balance%20de%20Potencia%20\[DOF%2022-09-16\].pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20del%20Mercado%20para%20el%20Balance%20de%20Potencia%20[DOF%2022-09-16].pdf)

²Si se presenta alguna inconsistencia entre el presente documento y las fuentes utilizadas para elaborar el mismo, prevalecerá lo establecido en las fuentes.

Fig. 1. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo)

El catálogo de NodosP que conforma cada una de las Zonas de Potencia para el MBP 2025 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 2024, 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

Zona de Potencia	Primer día de cálculo	Último día de cálculo
SIN	13-marzo-2024	19-octubre-2024
BCA	01-julio-2024	29-septiembre-2024
BCS	04-julio-2024	17-noviembre-2024

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 2024. Las Figuras 3, 5 y 7 muestran en azul, para cada Zona de Potencia, la reserva de generación de cada hora del año completo 2024 y en color naranja la reserva de generación de las 100 Horas Críticas del año de producción 2024.

Tabla 2. **Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas en BCS**

Número HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	01/08/2024	68.18
100	31/10/2024	46.24
Promedio de RG en HC		61.86

Fuente: Elaboración propia.

Fig. 2. **Zona de Potencia BCS**



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

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

Número HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	02/07/2024	-732.37
100	09/09/2024	-684.33
Promedio de RG en HC		-825.47

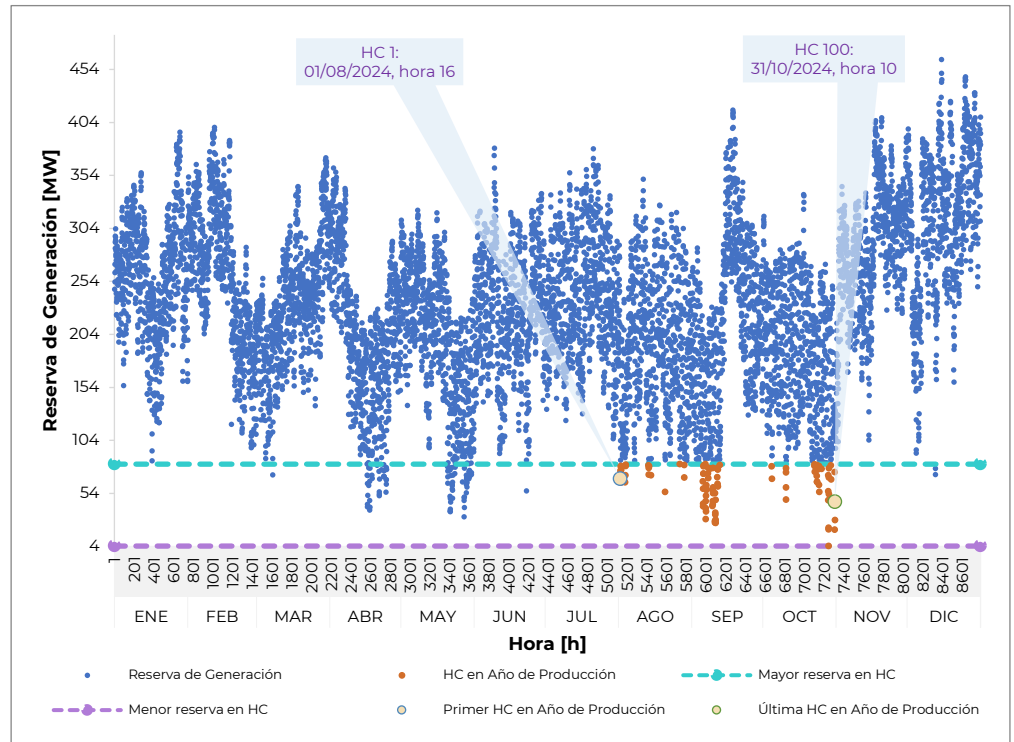
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 4. **Zona de Potencia BCA**



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

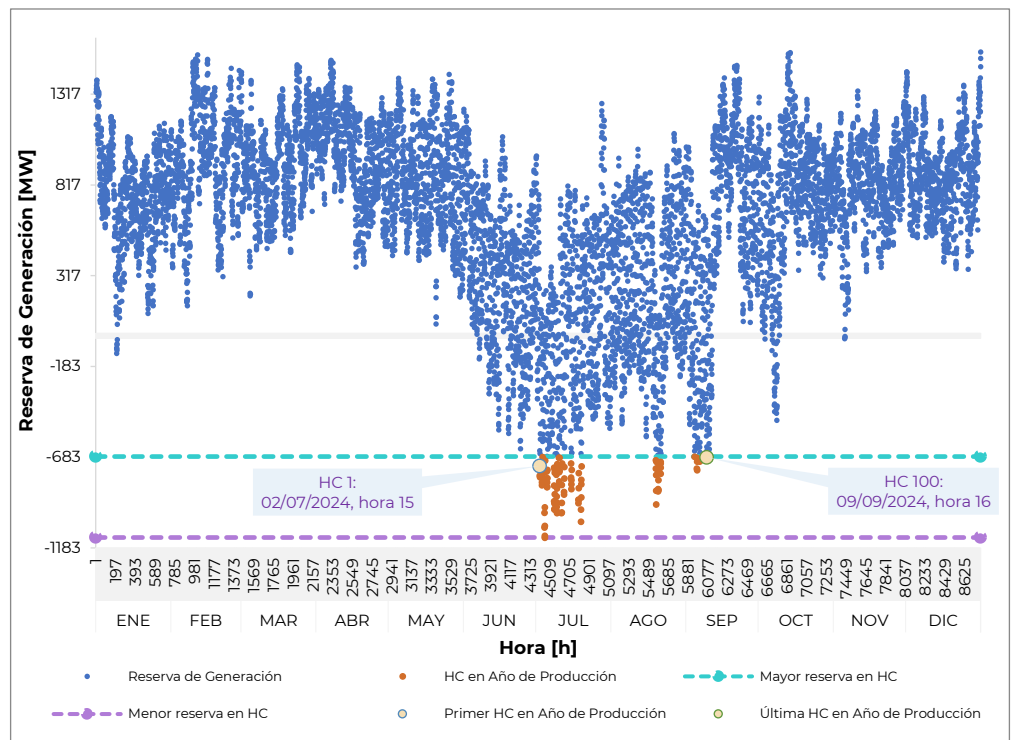
Fig. 3. **Horas Críticas BCS***



Fuente: Elaboración propia.

*En el Sistema Interconectado BCS existieron horas, fuera de ese rango de fechas (01/08/2024 – 31/10/2024), con menores niveles de reservas de generación, los cuales se tomarán en cuenta para identificar el primer y último día de cálculo del año de producción 2025, como lo establece el numeral 3.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Fig. 5. **Horas Críticas BCA**



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas en el SIN

Número HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	16/04/2024	1,190.50
100	18/06/2024	1,332.81
Promedio de RG en HC		525.09

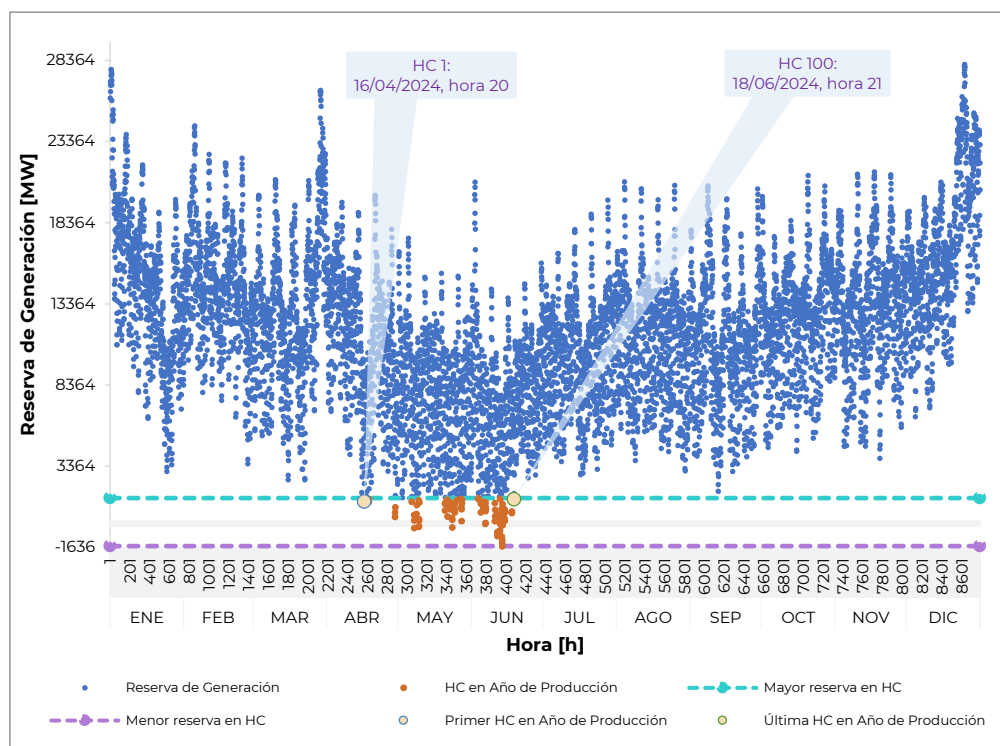
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 6. Zona de Potencia SIN



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

Fig. 7. Horas Críticas SIN



Fuente: Elaboración propia.

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 2025, año de producción 2024³, 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 Mega Watt hora (USD\$/MWh).
- La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Eficiente) se define: 0.0315%⁴
- Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada sistema interconectado son los siguientes:

³[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)

⁴La 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 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 de 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 2025 cada Zona de Potencia es en sí un Sistema Interconectado, el Porcentaje Zonal del Requisito de Capacidad Entregada para cada Zona de Potencial es del 100%⁵.

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 de 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 (OEVP) [MW-año]	Obligación Estimada de Compra de Potencia (OECp) [MW-año]
SIN	45,579.96	47,851.27
BCA	2,337.45	3,422.63
BCS	645.16	650.42

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:

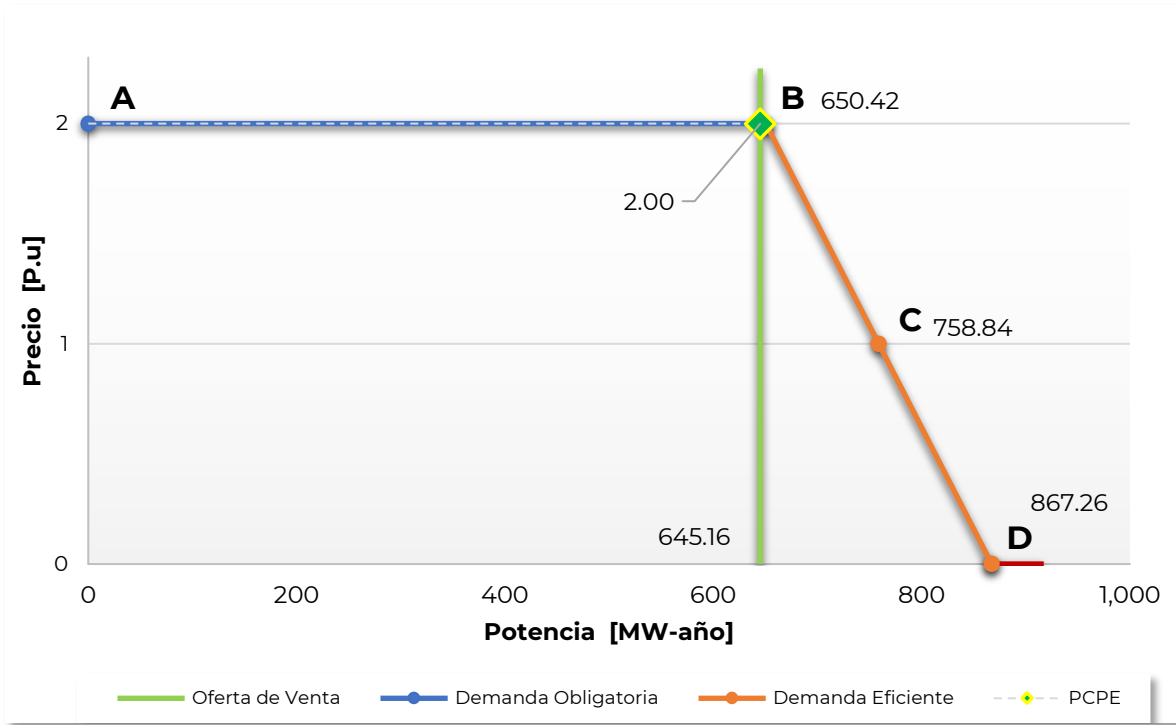
<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/CapacidadEntregada.aspx>

<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 esta expresado en p.u.).

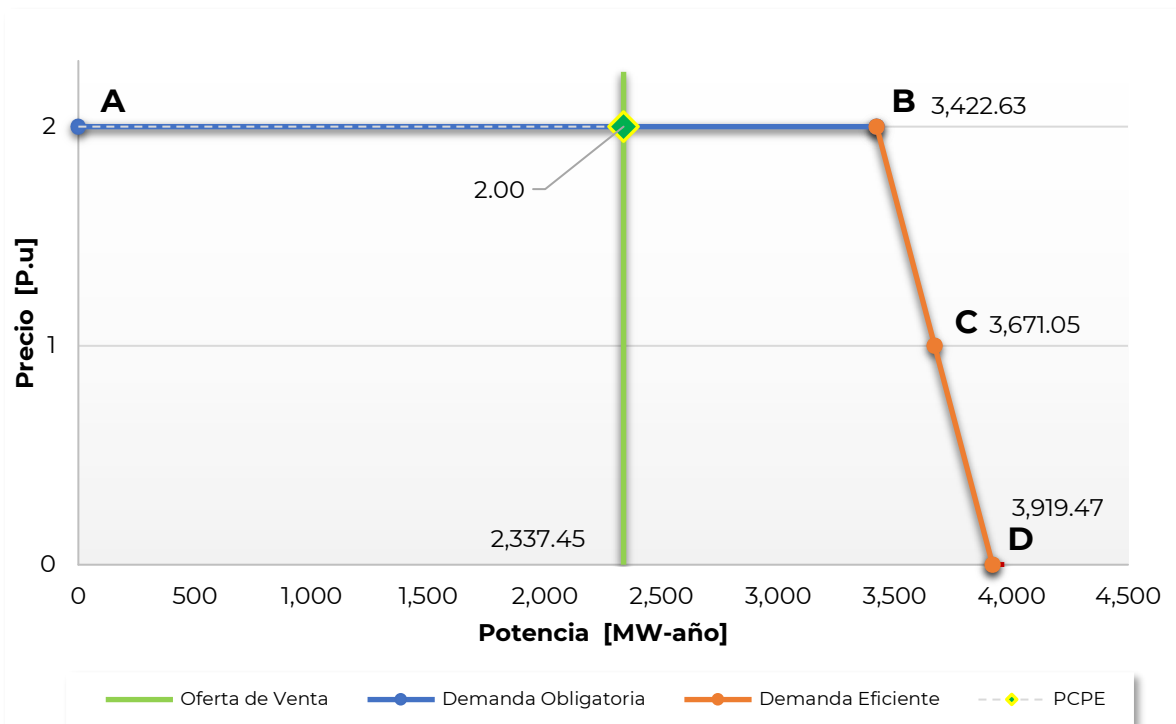
⁵Numeral 10.4.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Fig. 8. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas BCS



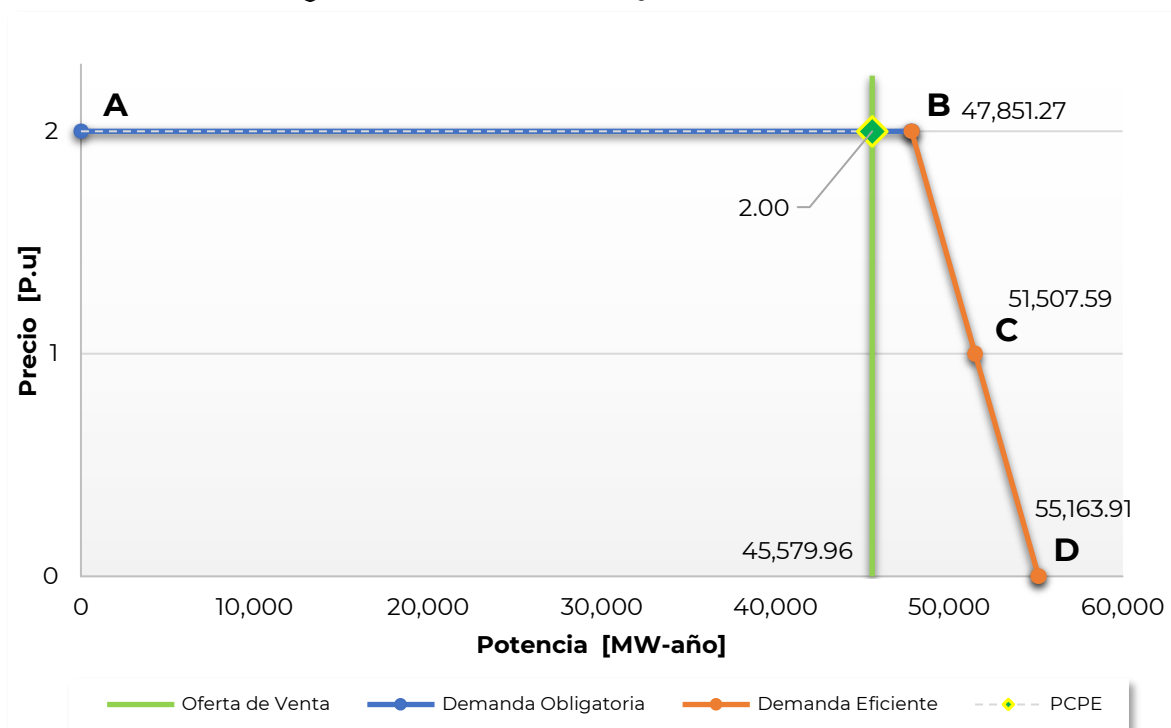
Fuente: Elaboración propia

Fig. 9. Curvas de Demanda y Oferta Estimadas BCA



Fuente: Elaboración propia

Fig. 10. **Curvas de Demanda y Oferta Estimadas SIN**



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	Gas Natural
BCA	Turbina de gas, Tipo Industrial	260	Gas Natural
BCS	Turbina de gas, Tipo Aeroderivada	70.13	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	
Tecnología de Generación	TG IND	TG IND	TG AERO	Unidades
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	2,333,109.55	2,115,601.04	3,929,613.56	MXN/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	1,813,946.86	271,674.43	-	MXN/MW-año
Costo fijo de O&M	162,217.26	162,217.26	492,445.26	MXN/MW-año
Costo nivelado fijo total	4,309,273.67	2,549,492.73	4,422,058.82	MXN/MW-año
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	27,417.29	28,197.93	485,308.35	MXN/MW-año
Costo variable de O&M	8,457.80	8,457.80	11,100.87	MXN/MW-año
Costo nivelado variable total	35,875.10	36,655.73	496,409.22	MXN/MW-año
COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	4,345,148.77	2,586,148.46	4,918,468.04	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 2024, tales Ingresos son llamados Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR⁶).

⁶Numeral 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 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	4,309,273.67	3,634,995.87
BCA	Turbina de gas Industrial	260	2,549,492.73	2,183,598.93
BCS	Turbina de gas Aeroderivada	70.13	4,422,058.82	193,819.56

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 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**

Zona 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	2.00	8,618,547.34	4,983,551.47
BCA	2.00	5,098,985.46	2,915,386.53
BCS	2.00	8,844,117.64	8,650,298.08

Fuente: Elaboración propia.

TERCERA SECCIÓN

III. Recálculo de la etapa de realización del Mercado para el Balance de Potencia

El 23 de septiembre del 2025, el CENACE realizó el recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, año de producción 2024. A continuación, los resultados del referido recálculo.

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 de 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 Compra⁷. 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 Potencia⁸.

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 de Mercado con Monto Garantizado de pago insuficiente para respaldar la Oferta de Compra implícita en su Obligación Neta de Potencia, por lo cual, CENACE excluyó del recálculo de la etapa de realización del Mercado para el Balance de Potencia las Ofertas de Compra correspondientes y dichos Participantes de Mercado resultaron con una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP) igual a su Obligación Neta de Potencia⁹.

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	5,855.36	5,335.02	520.34
BCA	1,334.62	1,334.62	0.00
BCS	133.76	133.76	0.00

Fuente: Elaboración propia.

La Obligación Neta de cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia, correspondiente al recálculo de la etapa de realización del MBP 2025 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, correspondiente al recálculo de la etapa de realización del MBP 2025 se encuentran disponibles en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

⁷Numeral 8.1.3, inciso (c) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

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

⁹Numeral 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 Potencia¹⁰.

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 Eficiente¹¹.

Cuando en una Zona de Potencia la Oferta de Compra es mayor que la Oferta de Venta, a cada Participante de 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; y, cada Participante de Mercado con Oferta de Compra de Potencia tendrá una Cantidad Incumplida de su Obligación Neta de Potencia (CIONP), además de que será responsable de las sanciones que apliquen por la correspondiente CIONP¹².

Para cada una de la Zonas de Potencia del recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, la Oferta de Venta correspondiente fue menor que la Oferta de Compra, por lo cual, la cantidad de Potencia Adquirida en cada una de las Zonas de Potencia del recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, fue menor a su respectiva Oferta de Compra de Potencia, en consecuencia, en las tres Zonas de Potencia no se adquirió Potencia Eficiente y se tuvo Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP). Los Participantes de Mercado con CIONP serán responsables de las sanciones que apliquen por incumplir con su Obligación Neta de Potencia, como se muestra en la Tabla 13 y Figuras 11, 12 y 13 (por simplicidad el eje vertical esta expresado en p.u.). La Tabla 13 también muestra la CIONP indicada 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	3,584.05	5,335.02	3,584.05	0.00	2,271.31
BCA	249.44	1,334.62	249.44	0.00	1,085.17
BCS	128.50	133.76	128.50	0.00	5.26

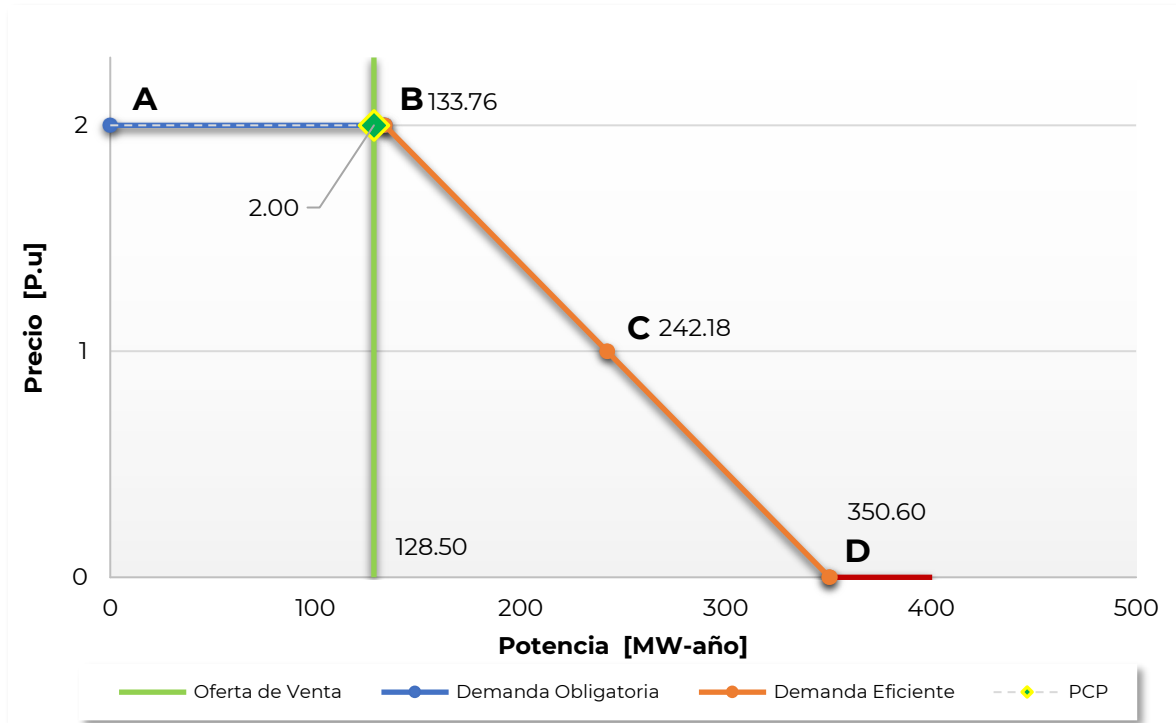
Fuente: Elaboración propia.

¹⁰Numeral 8.5.1, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

¹¹Numerales 8.5.3 y 8.5.4, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

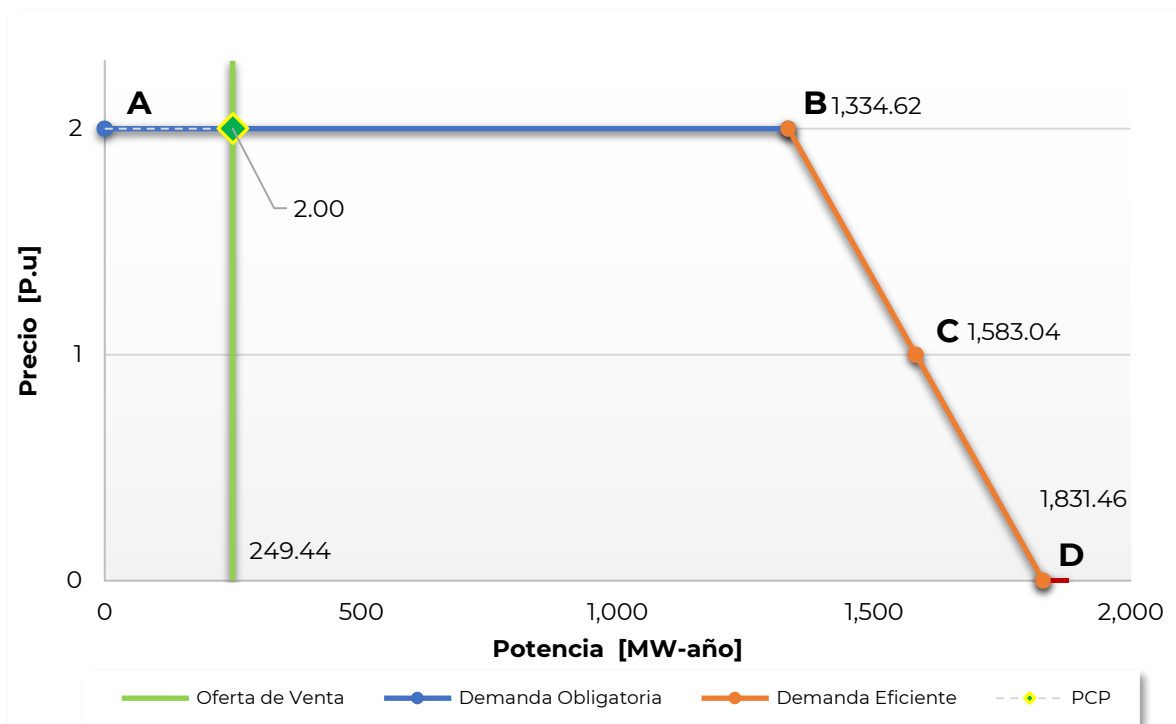
¹²Numerales 8.5.2 y 8.7.1, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Fig. 11. **Curvas de Demanda y Oferta de Potencia BCS**



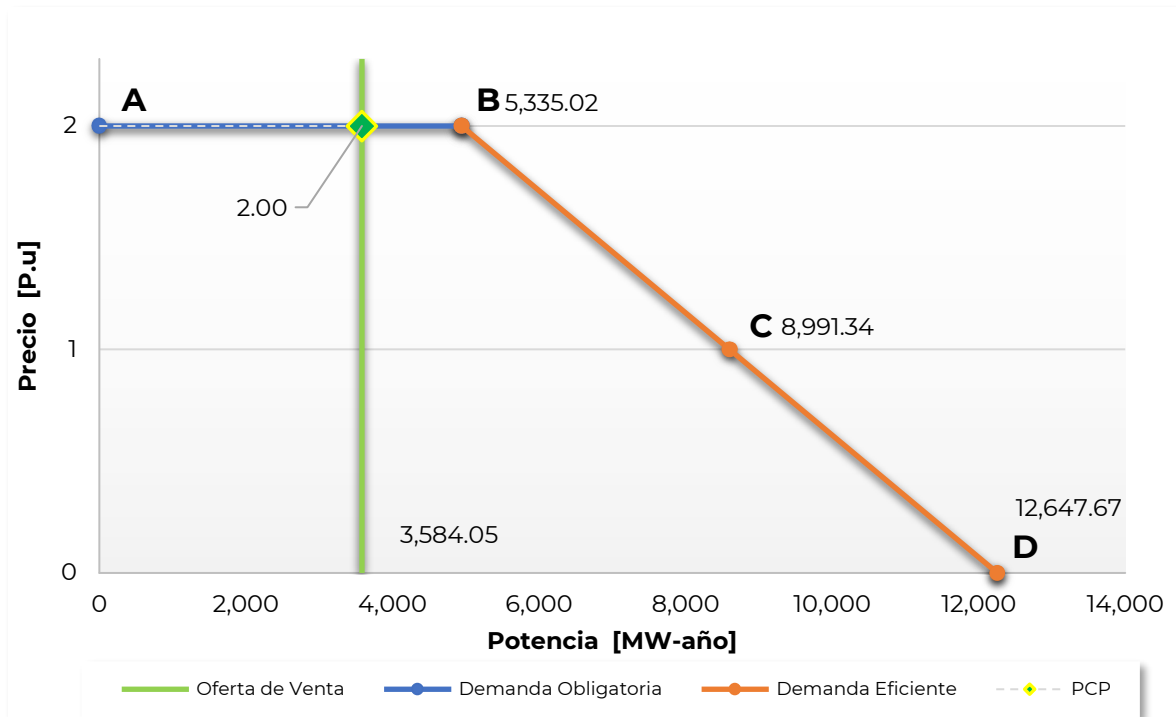
Fuente: Elaboración propia

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



Fuente: Elaboración propia

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



Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Venta de cada PM en cada Zona de Potencia, correspondiente al recálculo de la etapa de realización del MBP 2025 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado. Las Tablas 14 y 15 muestran por Zona de Potencia los Participantes de Mercado que cuentan con una CIONP¹³.

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

Clave de Participante de Mercado	BCS	BCA
B002	•	•
C014		•
C025		•
C042		•
G009		•
G012	•	•
GT36		•
GT37		•
GT41		•
I002		•
R001		•

Fuente: Elaboración propia.

¹³Numeral 8.8.3, inciso (e), subinciso (iii) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Tabla 15. Participantes de Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia

Clave de Participante de Mercado	SIN	Clave de Participante de Mercado	SIN
B002	•	G011	•
C005	•	G013	•
C009	•	G014	•
C010	•	G022	•
C011	•	G028	•
C012	•	G036	•
C016	•	G037	•
C017	•	G039	•
C020	•	G040	•
C022	•	G050	•
C025	•	G051	•
C037	•	G053	•
C038	•	G063	•
C039	•	G065	•
C041	•	G070	•
C042	•	G077	•
C043	•	G081	•
C046	•	G090	•
C048	•	G092	•
C050	•	G111	•
C057	•	G118	•
G003	•	I002	•
G009	•	M002	•
G010	•	R001	•

Fuente: Elaboración propia.

La cantidad incumplida de la Obligación Neta de Potencia de cada Participante del Mercado de cada Zona de Potencia, correspondiente al recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, 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, Tabla 16, 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, Figuras 11, 12 y 13 correspondiente.

El Precio Neto de Potencia, que se muestra en la Tabla 16, 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 recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, no se adquirió Potencia Eficiente, Tabla 13, el Cargo para el Aseguramiento de Potencia es cero en cada una de las Zonas de Potencia del recálculo de la etapa de realización del MBP 2025, es decir, el recálculo de la etapa de realización del MBP 2025 no tuvo Cargo para el Aseguramiento de Potencia.

Tabla 16. **Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia.**

Zona de Potencia	Precio de cierre de Potencia [p.u.]	Precio de Cierre de Potencia (PCP) [MXN/MW-año]	Precio Neto de Potencia (PNP) [MXN/MW-año]
SIN	2.00	8,618,547.34	4,983,551.47
BCA	2.00	5,098,985.46	2,915,386.53
BCS	2.00	8,844,117.64	8,650,298.08

Fuente: Elaboración propia.

Por último, los montos totales por Potencia comprada y vendida que resulta del recálculo de la etapa de realización del Mercado para el Balance de Potencia 2025, año de producción 2024, son:

Tabla 17. **Montos totales por Potencia comprada y vendida** ¹⁴.

Zona de Potencia	Monto [MXN]
SIN	17,861,297,646.05
BCA	727,214,016.04
BCS	1,111,563,303.28

Fuente: Elaboración propia.

¹⁴Los resultados se obtuvieron a dos decimales.

Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista
Subdirección de Operación del Mercado
Jefatura de Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión

Ciudad de México, septiembre de 2025.



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA