



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

INFORME EJECUTIVO

**MERCADO PARA EL BALANCE
DE POTENCIA 2024**

AÑO DE PRODUCCIÓN 2023

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. Realización del Mercado para el Balance de Potencia.....	12
3.1 Obligaciones Netas de Potencia y Ofertas de Compra de Potencia	12
3.2 Potencia Adquirida.....	13
3.3 Precio Cierre y Precio Neto de Potencia.....	17

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 e Ingresos de la Tecnología de Generación de Referencia	11
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. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia.	17
Tabla 16. Monto para liquidarse.....	17

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional	3
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 Venta Estimadas BCS.....	9
Fig. 9. Curvas de Demanda y Venta Estimadas BCA	9
Fig. 10. Curvas de Demanda y Venta Estimadas SIN.....	10
Fig. 11. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCS	14
Fig. 12. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCA.....	15
Fig. 13. Curvas de Demanda y Venta de Potencia SIN	15

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.

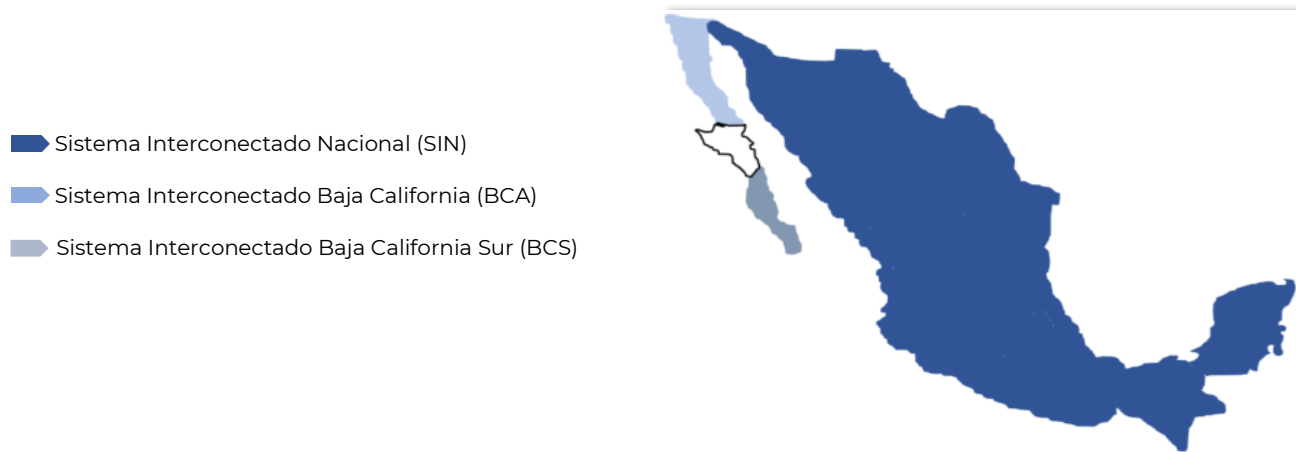
El presente documento es la versión ejecutiva de los resultados del Mercado para el Balance de Potencia 2024, año de producción 2023².

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 2024, las Zonas de Potencia definidas son:

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 2024 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 2023, 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	22-marzo-2023	13-diciembre-2023
BCA	04-julio-2023	22-septiembre-2023
BCS	14-junio-2023	05-diciembre-2023

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 2023. Las Figuras 3, 5 y 7 muestran en azul, para cada Zona de Potencia, la reserva de generación de cada hora del año completo 2023 y en color naranja la reserva de generación de las 100 Horas Críticas del año de producción 2023.

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.

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

Número HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	18/07/2023	-43.53
100	03/11/2023	-51.10
Promedio de RG en HC		-58.29

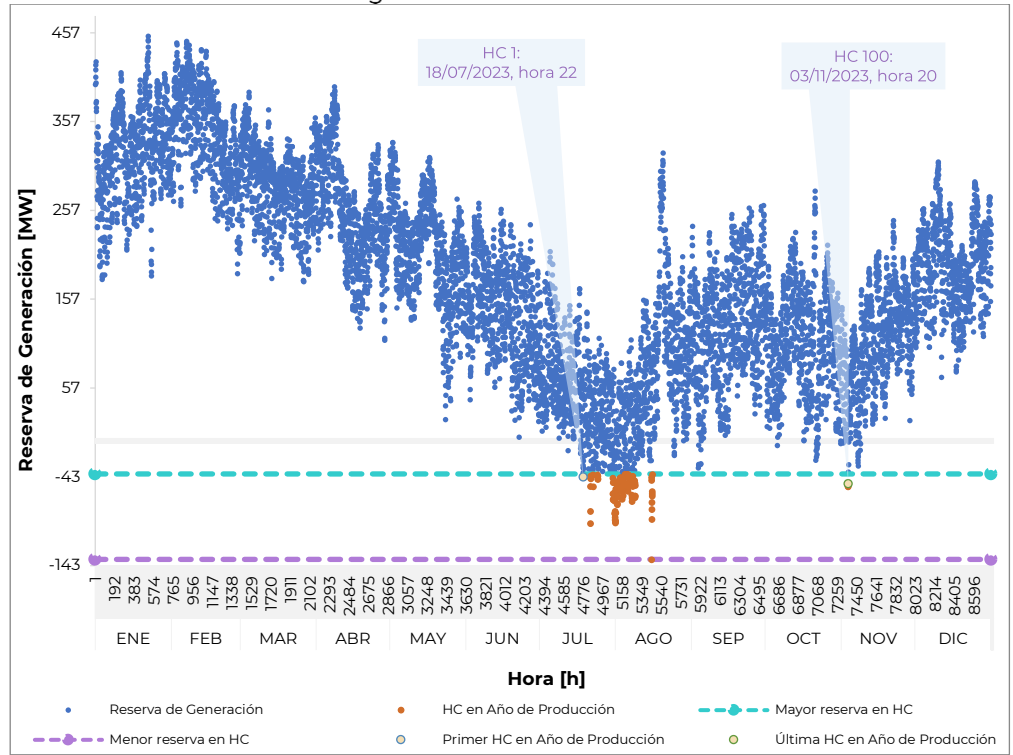
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 2. Zona de Potencia BCS



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

Fig. 3. Horas Críticas BCS



Fuente: Elaboración propia.

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

Número HC	Fecha	Reserva Gen [MW]
1	15/07/2023	-291.24
100	12/09/2023	-273.29
Promedio de RG en HC		-390.92

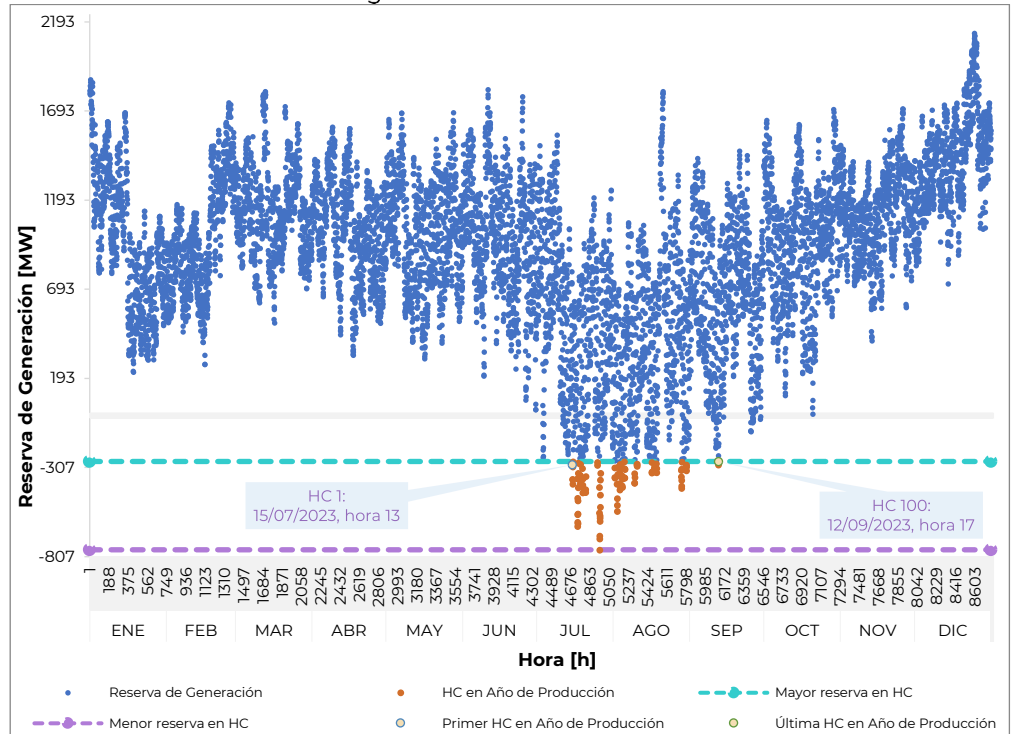
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 4. Zona de Potencia BCA



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

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	27/03/2023	3,390.18
100	05/10/2023	2,626.17
Promedio de RG en HC		2,617.43

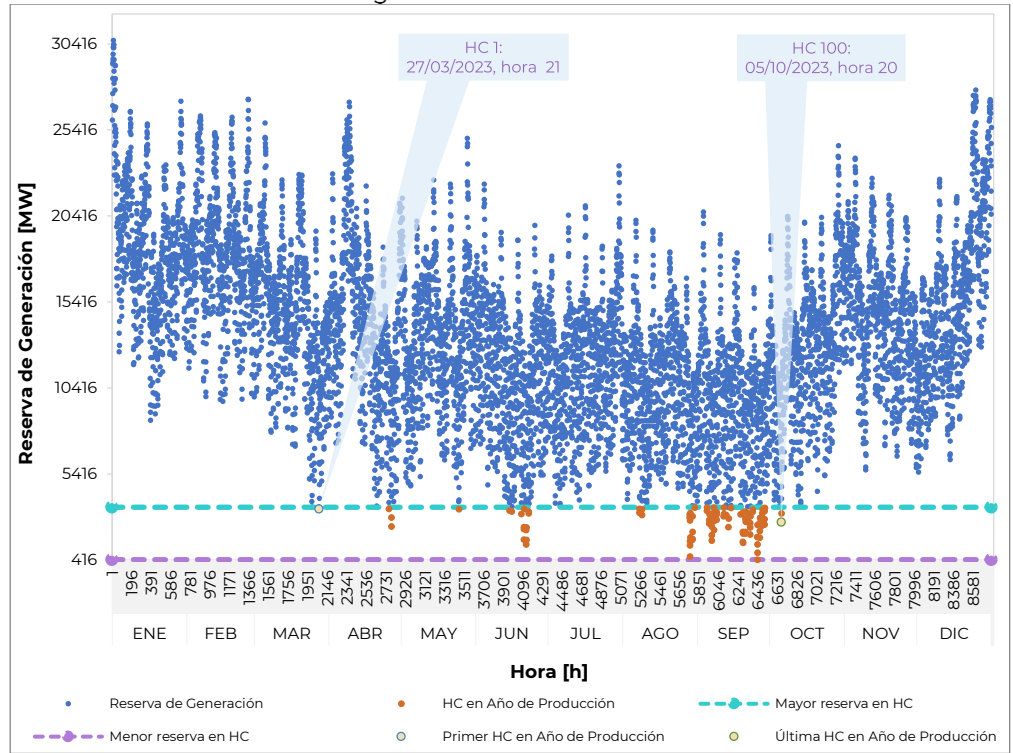
Fuente: Elaboración propia.

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/PronosticosHorasCriticas.aspx>.

2.2 Política de Confiabilidad

La política de confiabilidad para el MBP 2024, año de producción 2023³, 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 2024 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	45,467.83	45,473.48
BCA	2,347.22	3,294.51
BCS	540.14	651.27

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:

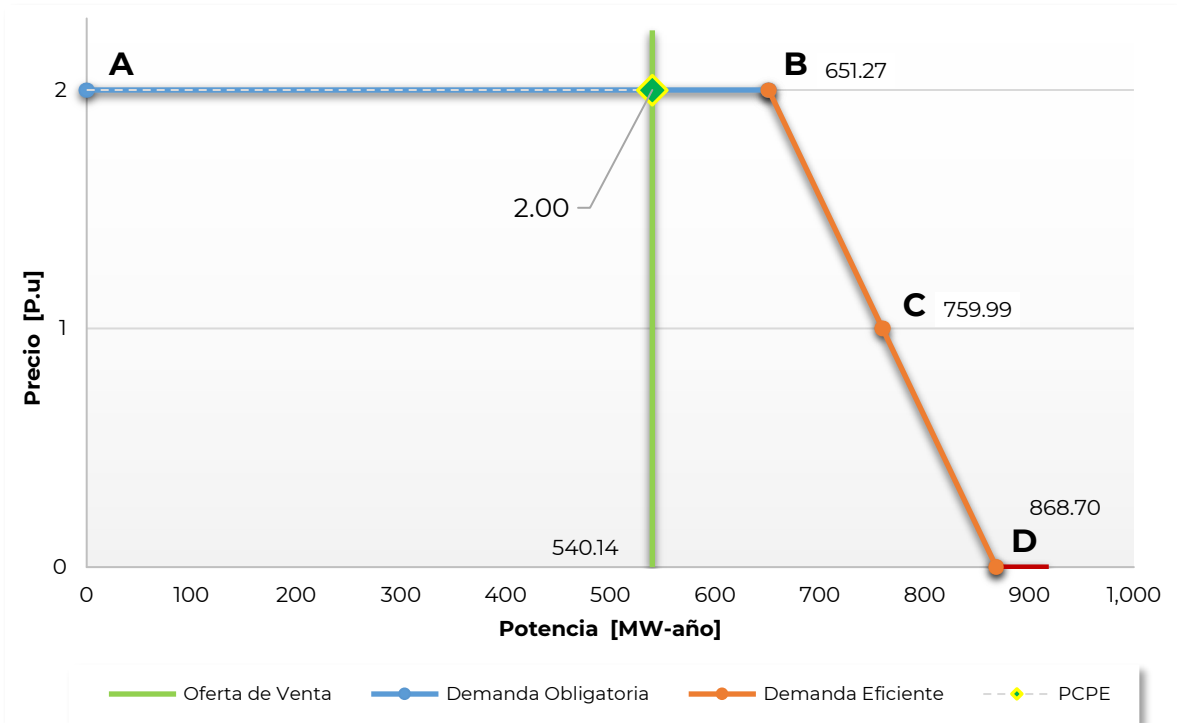
<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/CapacidadEntregada.aspx>

<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 Venta 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.).

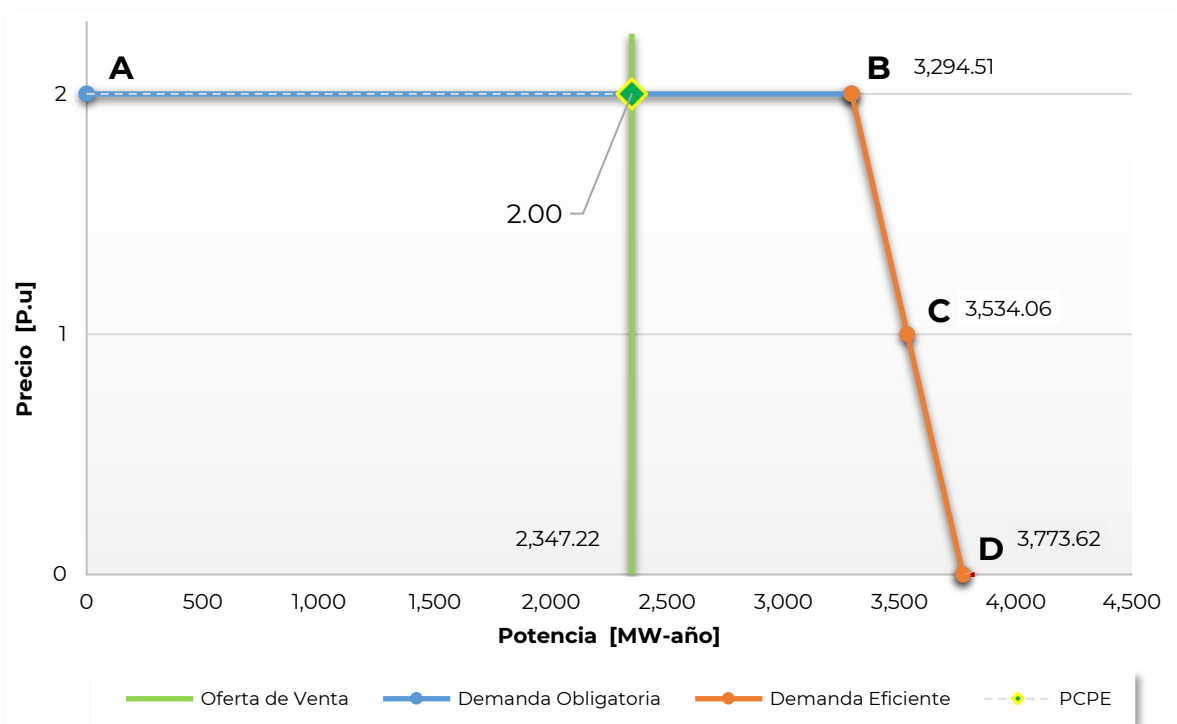
⁵Numeral 10.4.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Fig. 8. **Curvas de Demanda y Venta Estimadas BCS**



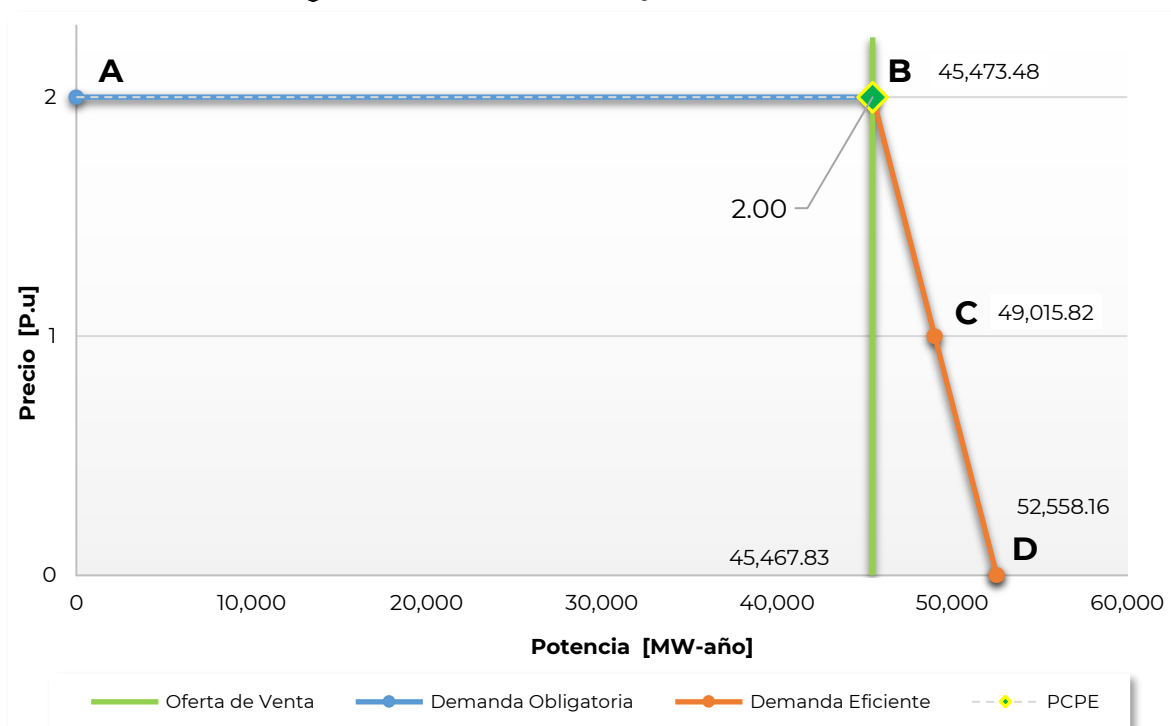
Fuente: Elaboración propia

Fig. 9. **Curvas de Demanda y Venta Estimadas BCA**



Fuente: Elaboración propia

Fig. 10. **Curvas de Demanda y Venta 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 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 identificación de la Tecnología de Generación de Referencia, así como sus cálculos 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 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
Tecnología de Generación	TG IND	TG IND	TG AERO	
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	1,992,641.58	1,806,874.40	3,356,323.10	MXN/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	1,453,725.04	277,735.49	-	MXN/MW-año
Costo fijo de O&M	138,531.38	138,531.38	420,541.70	MXN/MW-año
Costo nivelado fijo total	3,584,898.00	2,223,141.28	3,776,864.80	MXN/MW-año
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	28,766.84	52,823.77	444,475.59	MXN/MW-año
Costo variable de O&M	7,222.85	7,222.85	9,479.99	MXN/MW-año
Costo nivelado variable total	35,989.70	60,046.62	453,955.59	MXN/MW-año
COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	3,620,887.70	2,283,187.90	4,230,820.39	MXN/MW-año

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 10 muestra la Tecnología de Generación de Referencia, sus costos fijos nivelados y los ingresos netos (en exceso de sus costos variables) representativos de dicha Tecnología por el Mercado de Día en Adelanto en el año de producción 2023 en la Zona de Potencia a la que pertenece, estos ingresos son llamados Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR).

Tabla 10. **Costos Fijos Nivelados e Ingresos de la Tecnología de Generación de Referencia**

Zona de Potencia	Tecnología de Generación de Referencia (TGR)	Capacidad [MW]*	Costos Fijos Nivelados [MXN/MW-año]	IMTGR [MXN/MW-año]
SIN	Turbina de gas Industrial	260	3,584,898.00	1,858,840.99
BCA	Turbina de gas Industrial	260	2,223,141.28	2,042,844.77
BCS	Turbina de gas Aeroderivada	70.13	3,776,864.80	2,099,936.84

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 Cierre de Potencia Estimado (PCPE) se muestra en la Tabla 11 y corresponde al producto de; los costos fijos nivelados 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	7,169,796.00	5,310,955.01
BCA	2.00	4,446,282.56	2,403,437.79
BCS	2.00	7,553,729.60	5,453,792.76

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 2023, se llevó a cabo el día 28 de febrero de 2024. A continuación, los resultados de este.

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 Compra⁶. 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 aplique la Comisión Reguladora de Energía por incumplir con esa Obligación Neta de Potencia⁷.

⁶Numeral 8.1.3, inciso (c) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

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

En la Zona de Potencia BCS el total de las Obligaciones de Potencia fue igual al total de las Ofertas de Compra. En las Zonas de Potencia SIN y BCA 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 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 Potencia⁸.

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	4,394.19	3,775.58	618.62
BCA	1,162.55	1,154.43	8.12
BCS	151.90	151.90	0.00

Fuente: Elaboración propia.

La Obligación Neta de cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia del MBP 2024 se encuentra disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ObligacionesPotencia.aspx>

3.2 Potencia Adquirida

Sólo en la Zona de Potencia SIN se adquirió Potencia Eficiente, como se muestra en la Tabla 13 y Figura 13, por lo cual, sólo en dicha Zona se tiene un Cargo para el Aseguramiento de Potencia⁹. En el caso de las Zonas de Potencia BCA y BCS, la Oferta de Venta correspondiente fue menor que la Oferta de Compra, por lo cual la cantidad de Potencia Adquirida en dichas Zonas de Potencia, fue menor a su respectiva Oferta de Compra de Potencia, en consecuencia, en esas dos Zonas de Potencia no se adquirió Potencia Eficiente y se tuvo Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP), como se muestra en la Tabla 13 y Figuras 11 y 12 (por simplicidad el eje vertical está expresado en p.u.). La Tabla 13 también muestra la CIONP indicada en la sección 3.1 del presente informe.

⁸Numeral 8.7.1, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

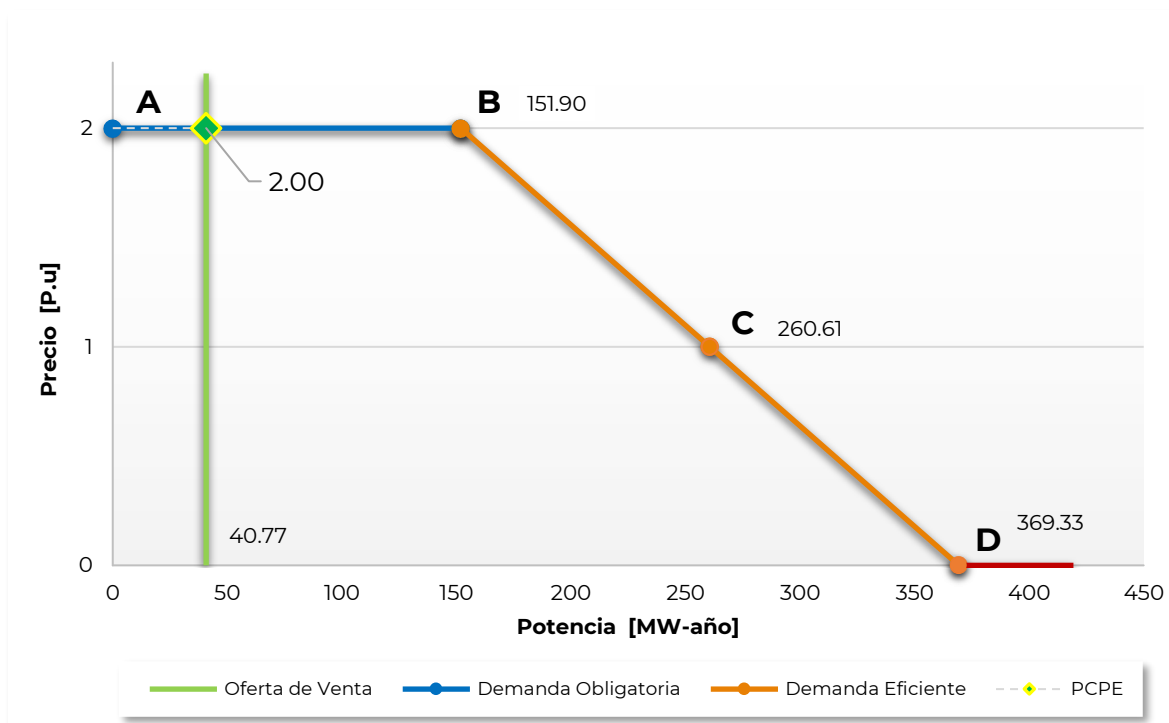
⁹Numeral 8.5.3, inciso (b) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

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	4,388.54	3,775.58	4,388.54	612.96	618.62
BCA	215.26	1,154.43	215.26	0.00	947.29
BCS	40.77	151.90	40.77	0.00	111.13

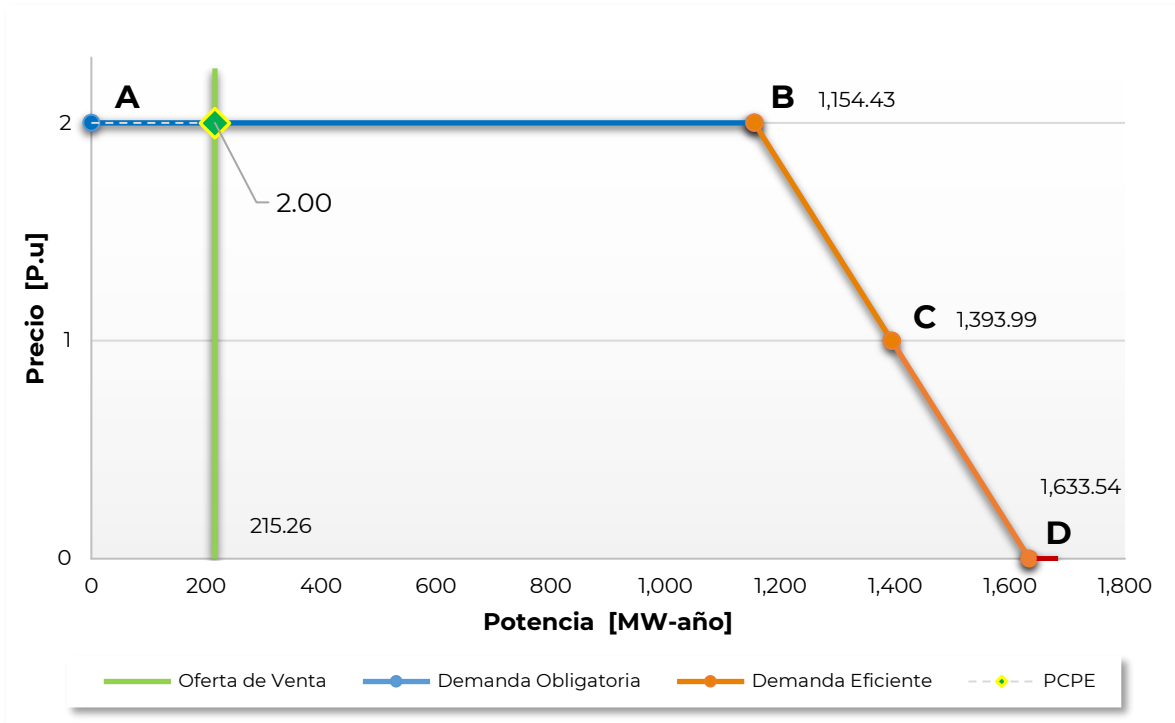
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 11. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCS



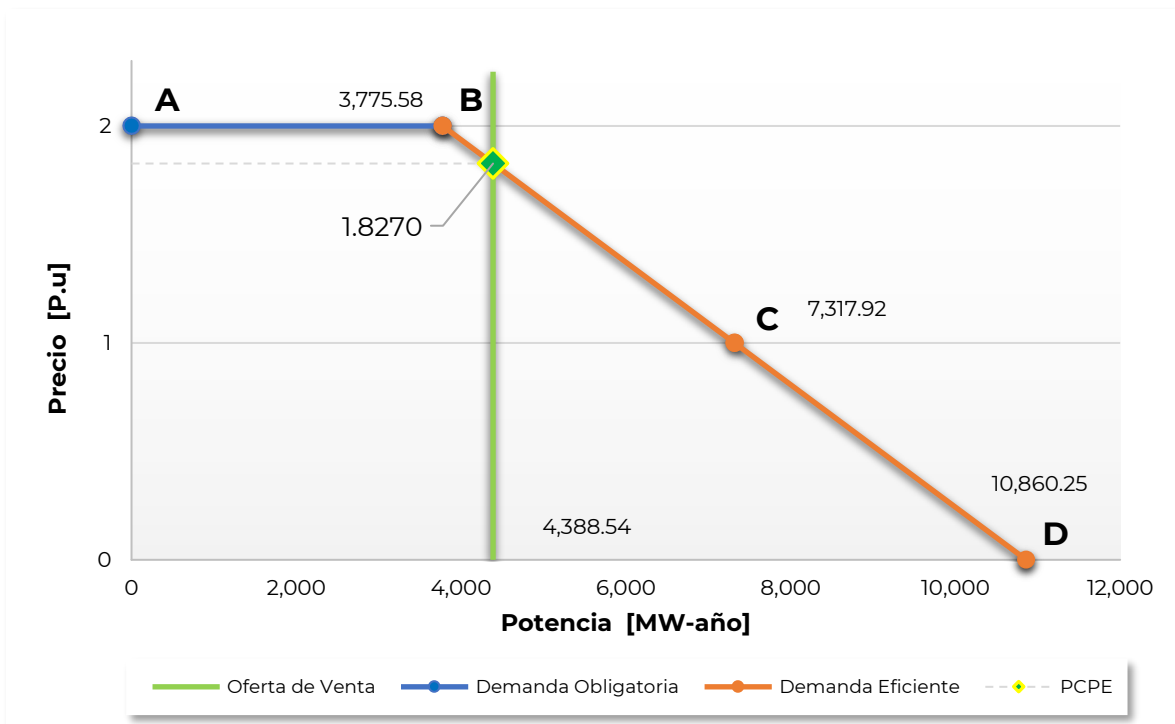
Fuente: Elaboración propia

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



Fuente: Elaboración propia

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



Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Venta de cada PM en cada Zona de Potencia del MBP 2024 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

La Tabla 14 muestra por Zona de Potencia los Participantes de Mercado que cuentan con una CIONP¹⁰.

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

Clave de Participante de Mercado	BCS	BCA	SIN
B002	•	•	
C004	•		
C005		•	
C009			•
C011			•
C020			•
C025		•	•
C042		•	•
G003			•
G012	•	•	
G014		•	
G022			•
G050			•
G077			•
G098			•
GT29		•	
GT32		•	
GT33		•	
GT34		•	
I002		•	
R001		•	•

Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Compra y Oferta de Venta de cada Participante del Mercado de cada Zona de Potencia del MBP 2024 se encuentran disponibles en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

La cantidad incumplida de la Obligación Neta de Potencia de cada Participante del Mercado de cada Zona de Potencia del MBP 2024, se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

¹⁰Numeral 8.8.3, inciso (e) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

3.3 Precio Cierre y Precio Neto de Potencia

Para cada Zona de Potencia el Precio Cierre de Potencia (PCP) expresado en MXN/MW-año, en la Tabla 15, corresponde al producto de: los costos fijos nivelados 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. La exclusión de las Ofertas de Compra por insuficiencia del Monto Garantizado de Pago en la Zona de Potencia SIN, indicada en la sección 3.1 del presente informe, trajo como consecuencia que el punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda en dicha Zona de Potencia, como se muestra en la Figura 13, fuese menor que el punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda estimadas, que se muestra en la Figura 10. En el caso de la Zona de Potencia BCA, Zona de Potencia con demanda obligatoria estimada mayor que la Oferta de Venta Estimada, como se observa en la Figura 9, aunque se presentó la exclusión de las ofertas de compra, indicada en la sección 3.1 del presente informe, la demanda obligatoria se mantuvo mayor que la oferta de venta, como se muestra en la Figura 12.

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 2024, sólo en la Zona de Potencia SIN se adquirió Potencia Eficiente, sólo en dicha Zona 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.

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	1.8270	6,549,608.65	4,690,767.66
BCA	2.000	4,446,282.56	2,403,437.79
BCS	2.000	7,553,729.60	5,453,792.76

Fuente: Elaboración propia.

Por último, el Mercado para el Balance de Potencia 2024, cuyo año de producción es 2023, liquidará los siguientes montos:

Tabla 16. Monto para liquidarse.

Zona de Potencia	Monto por liquidar [MXN]
SIN	20,585,621,506.62
BCA	517,364,018.68
BCS	222,351,130.83

Fuente: Elaboración propia.

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

Ciudad de México, febrero de 2024