



CENACE[®]
Centro Nacional de Control de Energía

INFORME EJECUTIVO

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 2021

AÑO DE PRODUCCIÓN: 2020

ÍNDICE

RESUMEN.....	3
PRIMERA SECCIÓN	3
I. Zonas de Potencia	3
SEGUNDA SECCIÓN	3
II. Preparación del Mercado para el Balance de Potencia	4
2.1 CIEN HORAS CRÍTICAS	4
2.2 POLÍTICA DE CONFIABILIDAD	5
2.3 PORCENTAJES DE RESERVA Y PORCENTAJES ZONALES	6
2.4 POTENCIA ANUAL ACREDITADA, REQUISITO ANUAL DE POTENCIA Y CURVAS ESTIMADAS	6
2.5 TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA.....	8
2.6 PRECIO DE CIERRE DE POTENCIA ESTIMADO Y PRECIO MÁXIMO	9
TERCERA SECCIÓN	10
III. Realización del Mercado para el Balance de Potencia	10
3.1 OBLIGACIONES NETAS DE POTENCIA Y OFERTAS DE COMPRA DE POTENCIA	10
3.2 POTENCIA ADQUIRIDA	10
3.3 PRECIO CIERRE Y PRECIO NETO DE POTENCIA.....	12

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 1. ZONAS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	3
FIG. 2. HORAS CRÍTICAS SIN	4
FIG. 3. HORAS CRÍTICAS BCA.....	4
FIG. 4. HORAS CRÍTICAS BCS	5
FIG. 5. CURVAS DE DEMANDA Y VENTA ESTIMADAS SIN	7
FIG. 6. CURVAS DE DEMANDA Y VENTA ESTIMADAS BCA	7
FIG. 7. CURVAS DE DEMANDA Y VENTA ESTIMADAS BCS	8
FIG. 8. CURVAS DE DEMANDA Y VENTA DE POTENCIA SIN	11
FIG. 9. CURVAS DE DEMANDA Y VENTA DE POTENCIA BCA	11
FIG. 10. CURVAS DE DEMANDA Y VENTA DE POTENCIA BCA	12

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Primer y último día del periodo para identificar las Horas Críticas	4
Tabla 2. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas	4
Tabla 3. Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada Sistema Interconectado	6
Tabla 4. Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente de cada Sistema Interconectado	6
Tabla 5. Oferta y Obligación Estimadas	7
Tabla 6. Tecnologías de Generación de Referencia y punto de Interconexión	9
Tabla 7. Costos Anuales por capacidad entregada	9
Tabla 8. Tecnología de Generación de Referencia, Costos e Ingresos	10
Tabla 9. Precio Cierre de Potencia Estimado y Precio Máximo de Potencia	10
Tabla 10. Obligación Neta y Ofertas de Compra de Potencia	11
Tabla 11. Potencia Adquirida y Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia	11
Tabla 12. Participantes del Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia	12
Tabla 13. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia	12
Tabla 14. Monto a liquidarse	14

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 la misma 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 2021, año de producción 2020².

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 2021, las Zonas de Potencia definidas son:

- I. Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- II. Sistema Interconectado Baja California (BCA).
- III. Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS).

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 2021 se encuentra disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>

¹ Para 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)

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

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 reservas 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 2020.

Tabla 1. Primer y último día del periodo para identificar las Horas Críticas

Zona de Potencia	Primer día	Último día
SIN	06-febrero-2020	18-diciembre-2020
BCA	15-julio-2020	07-octubre-2020
BCS	29-mayo-2020	23-octubre-2020

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 2, se presenta el periodo de ocurrencia, así como el promedio de la reserva de generación de las Horas Críticas del año de producción 2020.

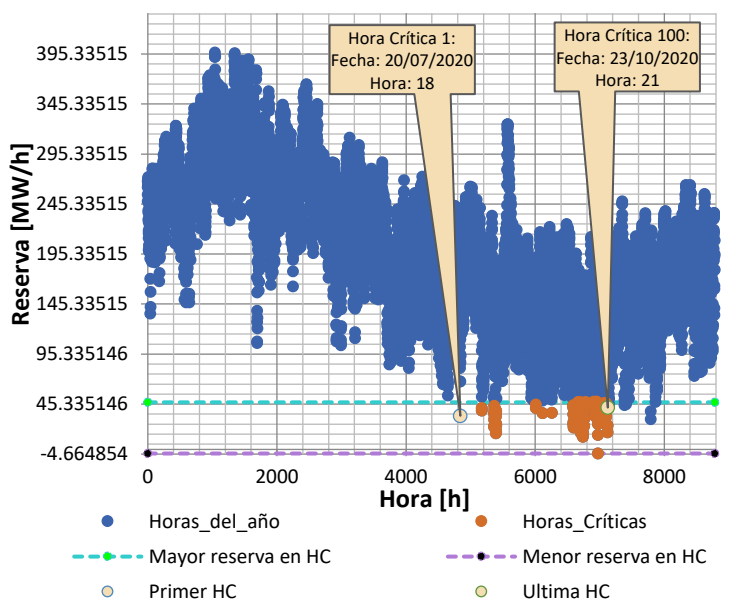
Tabla 2. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas

Zona de Potencia	Periodo de ocurrencia de HC	Promedio de la Reserva de Generación en HC [MW]
SIN	26-agosto al 27-noviembre	6691.18
BCA	21-julio al 01-octubre	-216.03
BCS	20-julio al 23-octubre	34.69

Fuente: Elaboración propia.

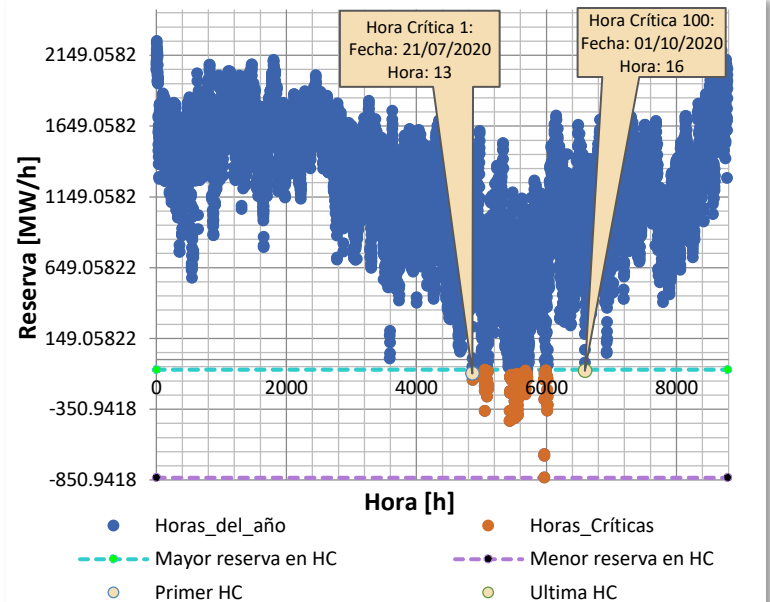
Las HC de cada Zona de Potencia del MBP 2021 se ilustran en color naranja en las figs., 2,3 y 4.

Fig. 2. Horas Críticas BCS



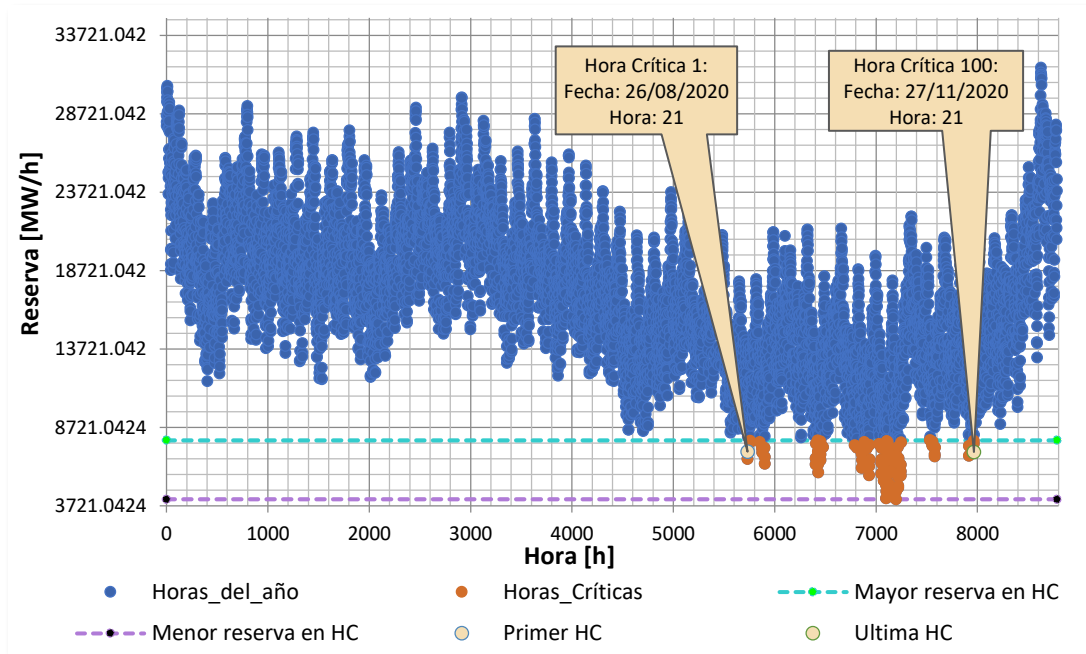
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 3. Horas Críticas BCA



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 4. Horas Críticas SIN



Fuente: Elaboración propia.

Las HC 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 2021, año de producción 2020³, 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 Eficiente (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 en 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)

⁴ 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 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 3. 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 4. 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 2021 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 5.

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

Tabla 5. 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	41,304.87	36,275.22
BCA	2,460.15	2,943.90
BCS	481.94	497.31

Fuente: Elaboración propia.

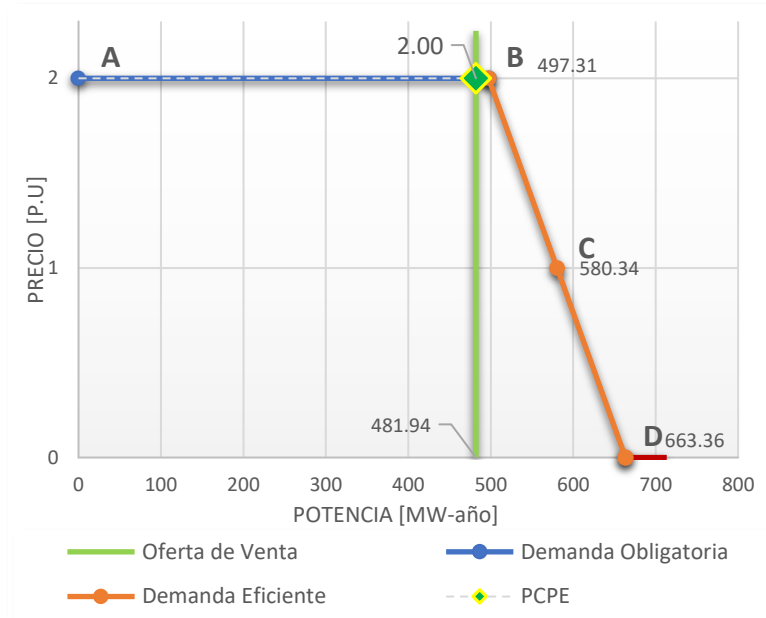
Los insumos de los cálculos se encuentran en el área certificada del Sistema de información del Mercado y en las siguientes secciones:

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

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

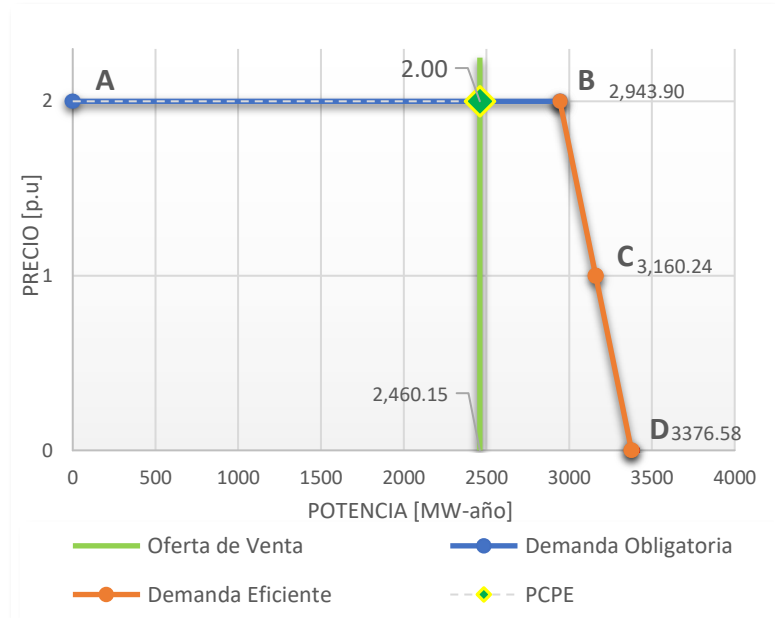
Con la Obligación Estimada de Compra se construye la Curva de Demanda Estimada y con la Oferta Estimada de Venta se construye la Curva de Venta Estimada, todos estos resultados son parte de la etapa de preparación del MBP figs., 5,6 y 7 (por simplicidad el eje vertical esta expresado en p.u.).

Fig. 5. Curvas de Demanda y Venta Estimadas BCS



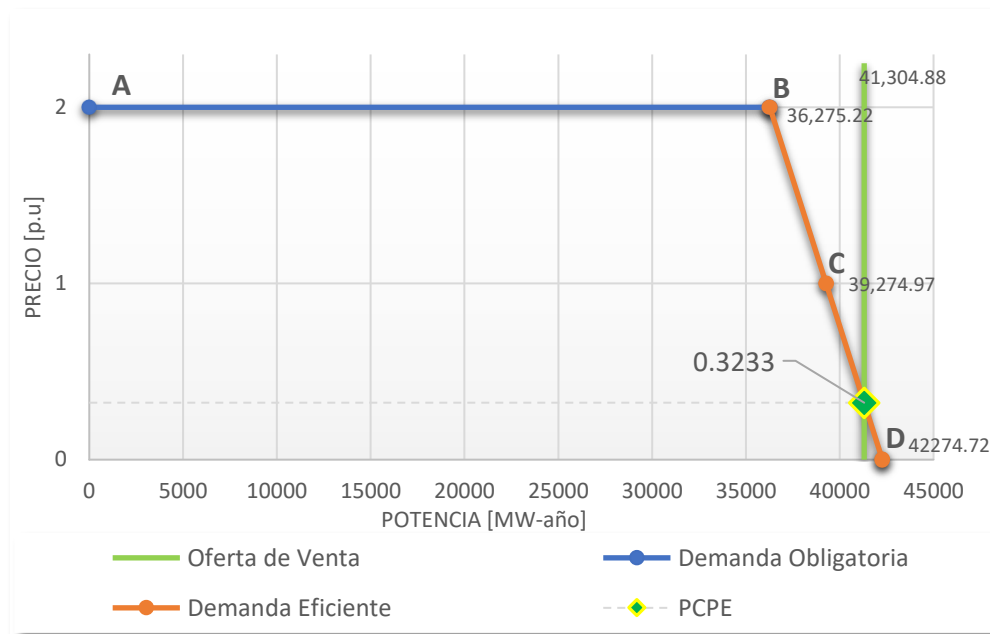
Fuente: Elaboración propia

Fig. 6. Curvas de Demanda y Venta Estimadas BCA



Fuente: Elaboración propia

Fig. 7. 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 y su punto de interconexión, se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Tecnologías de Generación de Referencia y punto de interconexión

Zona de Potencia	Tecnología de Generación de Referencia (TGR)	Capacidad [MW]*	Combustible	Nodo P	Localidad	Gerencia de Control Regional
SIN	Turbina de gas-tipo industrial	210	Gas Natural	06PAE-400	Altamira	Noreste
BCA	Turbina de gas-tipo industrial	210	Gas Natural	07PJZ-230	Rosarito	Baja California
BCS	Turbina de gas-tipo industrial	47.5	Diesel	07COR-230	Coromuel	Baja California Sur

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 7.

Tabla 7. Costos Anuales por Capacidad Entregada de la Tecnología de Generación de Referencia

Zona de Potencia	SIN	BCA	BCS
Tecnología de Generación	Turbina de Gas-tipo industrial		
Costos Fijos			
Costo nivelado de inversión [Pesos/MW-año]	1,930,980.23	1,859,543.35	3,750,210.77
Costo fijo de transporte de combustible [Pesos/MW-año]	276,671.56	52,735.75	0.00
Costo fijo de O&M [Pesos/MW-año]	158,986.30	158,986.30	443,392.38
Costo nivelado fijo total [Pesos/MW-año]	2,366,638.09	2,071,265.40	4,193,603.15
Costos Variables			
Costo nivelado de combustible [Pesos/MW-año]	68,933.51	55,568.60	325,669.18
Costo variable de O&M [Pesos/MW-año]	22,804.57	22,804.57	20,228.18
Costo nivelado variable total [Pesos/MW-año]	91,738.08	78,373.17	345,897.36
Costo total nivelado	2,458,376.17	2,149,638.58	4,539,500.51

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

La tabla 8 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 2020 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 8. Costos Fijos Nivelados e Ingresos de la Tecnología de Generación de Referencia

Zona de Potencia	TGR	Capacidad [MW]*	Costos Fijos Nivelados [Pesos/MW-año]	IMTGR [Pesos/MW-año]
SIN	Turbina de gas- Tipo Industrial	210	2,366,638.09	136,756.05
BCA	Turbina de gas – Tipo Industrial	210	2,071,265.40	1,296,031.84
BCS	Turbina de gas – Tipo Industrial	47.5	4,193,603.15	8,019.01

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL

*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 9 y corresponde al producto de; los costos fijos nivelados de la TGR correspondiente de la tabla 8 y el precio del punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda estimada, figs. 2, 3 y 4 correspondiente.

El Precio Máximo de Potencia se muestra en la tabla 9, se obtiene como la diferencia entre el PCPE y los IMTGR correspondientes de la tabla 8, siempre y cuando dicha diferencia sea mayor o igual a cero.

Tabla 9. 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) [Pesos/MW-año]	Precio Máximo de Potencia [Pesos/MW-año]
SIN	0.3233	765,134.09	628,378.04
BCA	2.00	4,142,530.80	2,846,498.96
BCS	2.00	8,387,206.30	8,379,187.29

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 2020, se llevó a cabo el día 26 de febrero de 2021. A continuación, los resultados del mismo.

3.1 Obligaciones Netas de Potencia y Ofertas de Compra de Potencia

Para cada Participante de Mercado en una Zona de Potencia, la obligación neta de Potencia se refiere a la cantidad de Potencia que tuvo la obligación de adquirir a través del Mercado para el Balance de Potencia en dicha Zona de Potencia.

En las Zonas de Potencia SIN, BCA y BCS el total de las Obligaciones de Potencia fue igual al total de las Ofertas de Compra. Los resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Obligación Neta y Ofertas de Compra de Potencia

Zona de Potencia	Obligación Neta de Potencia [MW-año]	Oferta de Compra de Potencia [MW-año]
SIN	2,236.33	2,236.33
BCA	659.66	659.66
BCS	256.42	256.42

Fuente: Elaboración propia.

La Obligación Neta de cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia del MBP 2021 se encuentra disponible en:

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

3.2 Potencia Adquirida

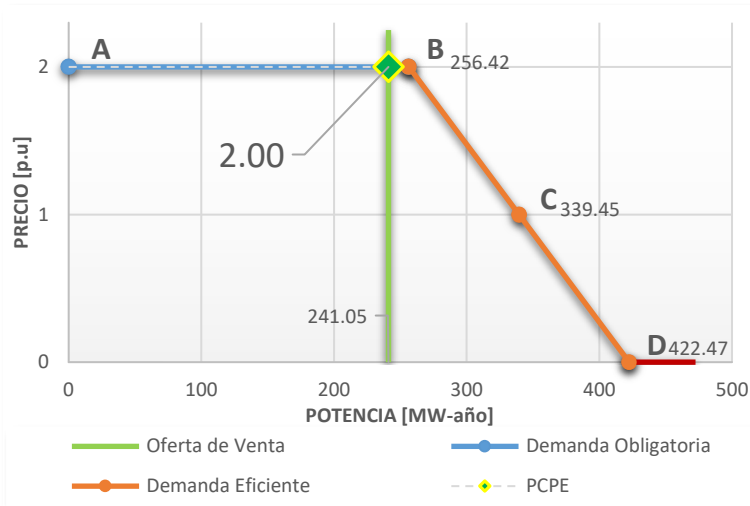
Sólo en la Zona de Potencia SIN se adquirió Potencia Eficiente, tabla 11 y Fig. 10, por lo cual, sólo en dicha Zona se tiene un Cargo para el Aseguramiento de Potencia. En el caso de la Zonas de Potencia BCA y BCS, la Oferta de Venta correspondiente fue menor que la Oferta de Compra, por lo cual la cantidad 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 11 y figs., 8 y 9 (por simplicidad el eje vertical esta expresado en p.u.).

Tabla 11. Potencia Adquirida y Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de la 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	7,265.98	2,236.33	7,265.98	5,029.65	0
BCA	175.91	659.66	175.91	0	483.74
BCS	241.05	256.42	241.05	0	15.37

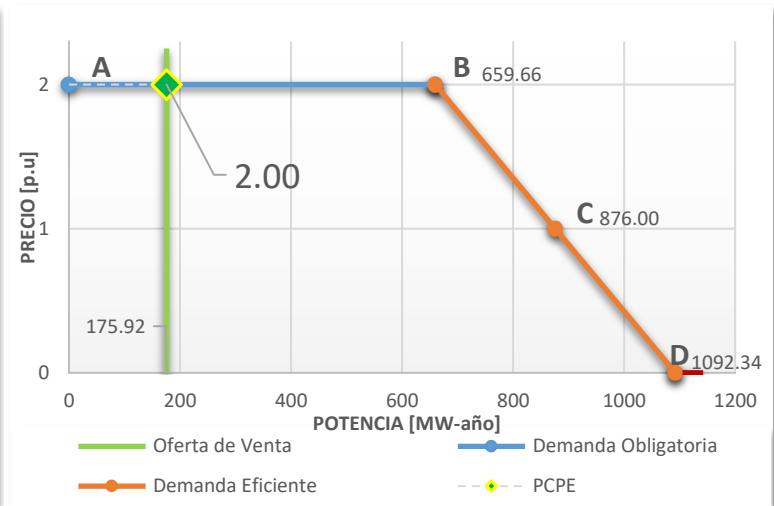
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 8. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCS



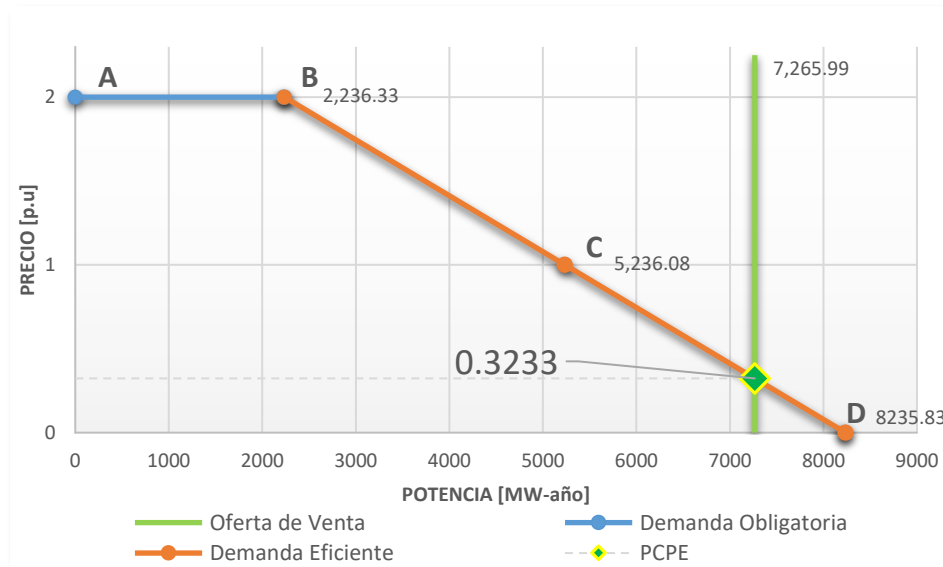
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 9. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCA



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 10. 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 2021 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

Los PMs que adquirieron en el MBP 2021 una cantidad inferior a su Obligación Neta de Potencia, cuentan con una CIONP⁶, como se muestra en la tabla 12 a nivel Zona de Potencia (de las tres zonas sólo en BCA y BCS se presentó dicho escenario).

⁶ Numeral 8.7.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.

Tabla 12. Participantes de Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia

Clave de Participante de Mercado	BCA	BCS
B002	•	•
C001	•	
C007	•	
G014	•	
I002	•	

Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Compra y Oferta de Venta de cada Participante del Mercado de cada Zona de Potencia del MBP 2021 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 2021, 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 Cierre de Potencia (PCP) en Pesos/MW-año, tabla 13, corresponde al producto de; los costos fijos nivelados de la TGR correspondiente de la tabla 8 y en el punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda, figs., 8, 9 y 10 correspondiente.

El Precio Neto de Potencia, que se muestra en la tabla 13, se obtiene como la diferencia entre el PCP y los IMTGR correspondientes de la tabla 8, siempre y cuando dicha diferencia sea mayor o igual a cero. Debido a que en el MBP 2021, 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 13. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia.

Zona de Potencia	Precio de cierre de Potencia [p.u.]	Precio de Cierre de Potencia (PCP) [Pesos/MW-año]	Precio Neto de Potencia (PNP) [Pesos/MW-año]
SIN	0.3233	765,134.09	628,378.04
BCA	2.00	4,142,530.8	2,846,498.96
BCS	2.00	8,387,206.3	8,379,187.29

Fuente: Elaboración propia.

Por último, el Mercado para el Balance de Potencia 2021, cuyo año de producción es 2020, liquidará los siguientes montos:

Tabla 14. Monto para liquidarse

Zona de Potencia	Monto a liquidarse [Pesos]
SIN	4,565,782,271.07
BCA	500,727,632.05
BCS	2,019,803,096.25

Fuente: Elaboración propia.