



CENACE[®]
Centro Nacional de Control de Energía

INFORME EJECUTIVO

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 2019

AÑO DE PRODUCCIÓN: 2018

ÍNDICE

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	5
2.3 Porcentajes de Reserva y Porcentajes Zonales	6
2. 4 Ofertas y Curvas Estimadas	7
2. 5 Tecnología de Generación de Referencia.....	8
2. 6 Precio de Cierre de Potencia Estimado y Precio Máximo	10
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	11
3.2 Potencia Adquirida	11
3.3 Precio Cierre y Precio Neto de Potencia	13

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	12
Fig. 9. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCA.....	12
Fig. 10. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCS	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. Ofertas Estimadas.....	7
Tabla 6. Punto de Nodo de Interconexión de la TGR y posibles tecnologías de generación de referencia	8
Tabla 7. Costos Totales Nivelados del SIN.....	9
Tabla 8. Costos Totales Nivelados de BCA	9
Tabla 9. Costos Totales Nivelados de BCS.....	9
Tabla 10. Tecnología de Generación de Referencia, costos e ingresos.....	10
Tabla 11. Precio de Cierre de Potencia Estimado y Precio Máximo de Potencia	10
Tabla 12. Obligación Neta y Ofertas de Compra de Potencia	11
Tabla 13. Potencia Adquirida y Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de la Potencia	11
Tabla 14. Participantes de Mercado con Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia	13
Tabla 15. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia	14
Tabla 16. 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 2019².

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 2019, 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 2019 se encuentra disponible en:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>

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

<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Balance%20Potencia%20DOF%202016-09-22.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. Para el MBP 2019, es decir, para el 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 2018.

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

Zona de Potencia	Primer día	Último día
SIN	03-mayo-2018	07-septiembre-2018
BCA	06-junio-2018	20-septiembre-2018
BCS	06-julio-2018	02-noviembre-2018

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 2018.

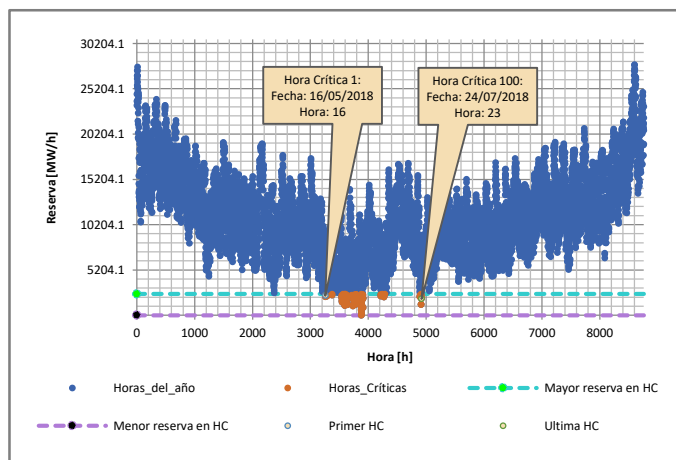
Tabla 2. Periodo de Ocurrencia de las Horas Críticas

Zona de Potencia	Periodo de ocurrencia de HC	Promedio de la Reserva de Generación en HC [MW]
SIN	16-mayo al 24-julio	1,997.02
BCA	18-julio al 23-agosto	144.99
BCS	06-julio al 06-octubre	37.58

Fuente: Elaboración propia.

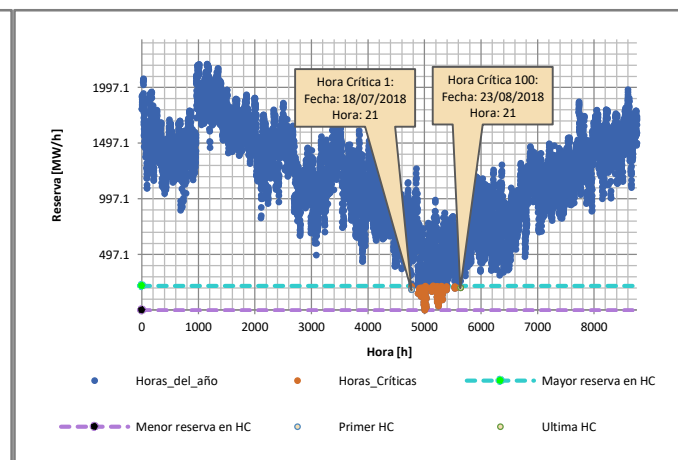
Las HC de cada Zona de Potencia del MBP 2019 se ilustran en color naranja en las figs., 2,3 y 4.

Fig. 2. Horas Críticas SIN



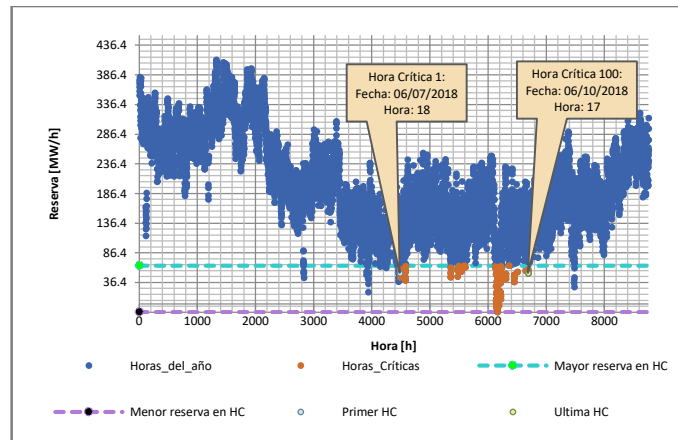
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 3. Horas Críticas BCA



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 4. Horas Críticas BCS



Fuente: Elaboración propia.

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

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/AcreditacionReqPotencia.aspx>

2.2 Política de Confiabilidad

La política de confiabilidad establecida por SENER para el MBP 2019³, 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

<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosSENER/Aviso%20SENER%20Política%20Confiabilidad%20DOF%202017%2002%2028.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

De acuerdo a lo establecido por la CRE, 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 2019 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.

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

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 Compra de Potencia, en dicha Zona. Estas dos últimas cantidades a nivel Zona de Potencia se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Ofertas Estimadas

Zona de Potencia	Oferta Estimada de Venta de Potencia (O EVP) [MW-año]	Oferta Estimada de Compra de Potencia (O ECP) [MW-año]
SIN	39,722.78	40,471.30
BCA	2,372.78	2,582.36
BCS	451.74	456.36

Fuente: Elaboración propia.

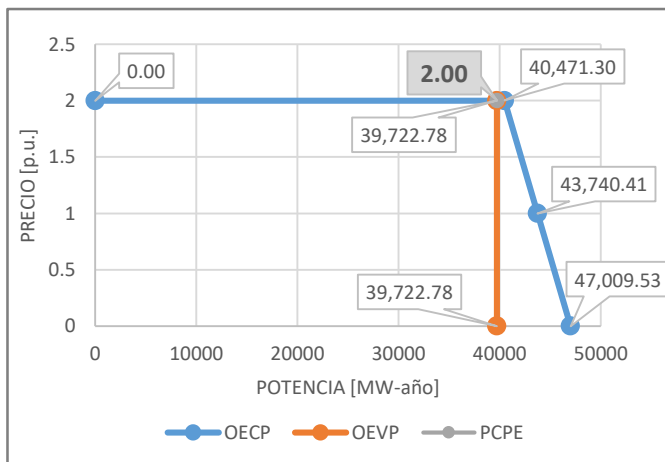
Los insumos de los cálculos se encuentran en el área certificada del Sistema de información del Mercado y en las siguientes secciones:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/AcreditacionReqPotencia.aspx>

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ObligacionesOfertasPotencia.aspx>

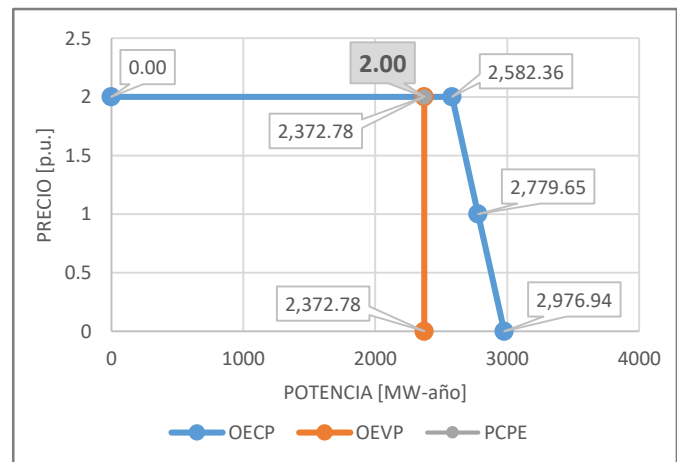
Con la Oferta Estimada de Compra se construye la Curva de Demanda Estimada y con la Oferta Estimada de Venta se construye la Curva de Venta Estimada, todos estos resultados son parte de la etapa de preparación del MBP figs., 5,6 y 7 (por simplicidad el eje vertical esta expresado en p.u.).

Fig. 5. Curvas de Demanda y Venta Estimadas SIN



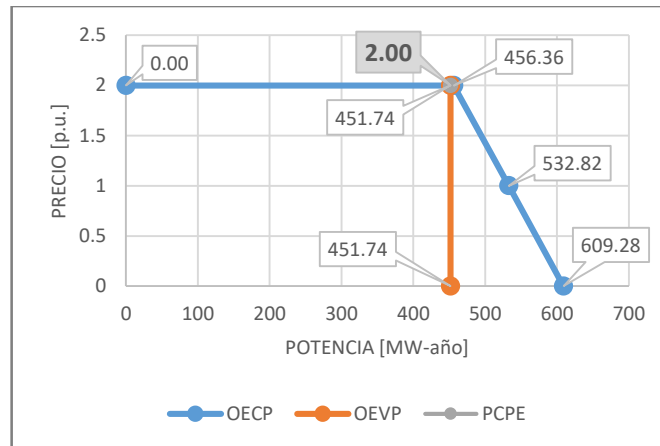
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 6. Curvas de Demanda y Venta Estimadas BCA



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 7. Curvas de Demanda y Venta 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 de la TGR son insumos para obtener el Precio 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:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia.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 a lo anterior, el punto de interconexión de la TGR y las posibles tecnologías de generación de referencia obtenidas, se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Punto de Nodo de Interconexión de la TGR y posibles tecnologías de generación de referencia

Sistema	Nodo P	Localidad	Gerencia de Control Regional	Altitud [m.s.n.m]	Temperatura [°C]	Ajuste por altitud y temperatura		
						Tecnología	Potencia	Rendimiento
I. SIN	06 RIB-138	REYNOSA	NORESTE	139	22	Aeroderivada	0.9236	0.9837
						Industrial	0.9397	0.9883
II. BCA	07 PJZ-230	ROSARITO	BAJA CALIFORNIA	10	17	Aeroderivada	0.9814	0.9955
						Industrial	0.9859	0.9968
III.BCS	07 COR-230	COROMUEL	BAJA CALIFORNIA	0	24	Aeroderivada diésel	0.9171	0.9787
						Combustión interna	1.0000	1.0000

Fuente: INEEL. Elaboración en base a simulaciones de desempeño de tecnologías comercialmente disponibles de EOMs, NodosP del CENACE y condiciones de altitud y temperatura para cada región de acuerdo al INEGI.

Para diferentes tecnologías, se determinaron los costos fijos y variables nivelados en USD/MW-año en el correspondiente punto de interconexión, los resultados de dichos cálculos se muestran en las tablas 7, 8 y 9.

Tabla 7. Costos Totales Nivelados del SIN

Sistema Interconectado	Nacional	Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
		Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20
Potencia Entregada. [MW]	37.01	84.35	77.02	161.81	
Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	119,045.62	96,274.57	85,101.00	66,641.40	
Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	13,828.69	13,828.69	22,321.34	9,429.44	
Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	2,382.76	1,778.45	1,855.02	927.12	
Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	24,496.16	22,874.55	27,609.45	25,289.46	
Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]	159,753.23	134,756.26	136,886.81	102,287.41	
Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	6,092.87	6,092.87	7,506.60	8,319.72	
Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	46,090.00	43,038.91	52,848.10	48,407.33	
Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	52,182.88	49,131.79	60,354.70	56,727.05	
Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	211,936.11	183,888.04	197,241.51	159,014.47	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8. Costos Totales Nivelados de BCA

Sistema Interconectado	Baja California	Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
		Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20
Potencia Entregada. [MW]	39.33	89.62	80.81	169.78	
Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	112,043.35	90,611.69	81,105.60	63,512.66	
Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	13,015.28	13,015.28	21,273.37	8,986.73	
Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	4,418.93	3,298.21	3,483.61	1,741.07	
Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	4,895.24	4,571.18	5,586.98	5,117.51	
Costos Fijos Nivelados [USD/MW-años]	134,372.81	111,496.37	111,449.56	79,357.97	
Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	6,092.87	6,092.87	7,506.60	8,319.72	
Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	44,218.17	41,286.76	50,698.71	46,441.99	
Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	50,311.04	47,379.64	58,205.31	54,761.72	
Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	184,683.85	158,876.01	169,654.86	134,119.69	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9. Costos Totales Nivelados de BCS

Sistema Interconectado	Baja California Sur	Conceptos	Combustión Interna		Turbogás aeroderivada diésel
			1 [44 MW]	3 [3.6 MW]	[42.3 MW]
			Capacidad Bruta. [MW]	44.0	3.6
Potencia Entregada. [MW]	38.4	2.99	34.67		
Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	365,645.35	490,765.47	122,096.98		
Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	70,709.61	11,171.79	13,927.72		
Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	3,045.84	7,826.89	3,058.21		
Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	12,999.47	12,817.75	-		
Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]	452,400.27	522,581.90	139,082.91		
Costos de operación y mantenimiento variables [USD/MW-año]	50,916.25	57,657.78	6,092.87		
Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	629,589.46	576,442.30	275,855.34		
Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	680,505.72	634,100.08	281,948.21		
Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	1,132,905.98	1,156,681.98	421,031.12		

Fuente: Elaboración propia.

En base a los costos determinados de las potenciales tecnologías de generación de referencia, tablas 7, 8 y 9 y la posibilidad de replicar dicha tecnología a escala comercial, se identificó la Tecnología de Generación de Referencia de cada Zona de Potencia, tabla 10. En dicha tabla, adicional a la tecnología seleccionada, se muestran sus costos fijos nivelados y sus ingresos netos (en exceso de sus costos variables) que habría obtenido, en promedio, de haber participado en el Mercado de Día en Adelanto en el año de producción 2018, 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. Tecnología de Generación de Referencia, costos e ingresos

Zona de Potencia	TGR	Capacidad [MW]	Costos Fijos Nivelados [pesos/MW-año]	IMTGR [pesos/MW-año]
SIN	Turbogás Industrial Gas	191.6	2,057,122.64	3,996,758.58
BCA	Turbogás Industrial Gas	191.6	1,595,984.00	2,798,709.22
BCS	Turbogás Aeroderivada Diésel	42.3	2,797,124.20	77,736.13

Fuente: Elaboración propia.

2. 6 Precio de Cierre de Potencia Estimado y Precio Máximo

Para cada Zona de Potencia, el Precio Cierre de Potencia Estimado (PCPE), tabla 11, corresponde al producto de los costos fijos nivelados de la TGR correspondiente, tabla 10 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, tabla 11, se obtiene como la diferencia entre el PCPE y los IMTGR correspondiente, tabla 10, siempre y cuando dicha diferencia sea mayor o igual a cero.

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

Zona de Potencia	Coordenada Precio del punto de intersección de las Curvas de Demanda y Venta Estimadas [p.u.]	Precio de Cierre de Potencia Estimado (PCPE) [Pesos/MW-año]	Precio Máximo de Potencia [Pesos/MW-año]
SIN	2.00	4,114,245.28	117,486.70
BCA	2.00	3,191,968.00	393,258.78
BCS	2.00	5,594,248.40	5,516,512.27

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 2018, se llevó a cabo el día 28 de febrero de 2019. 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 el MBP 2019, se excluyeron Ofertas de Compra de Potencia en las Zonas de Potencia SIN y BCA, debido a Obligaciones Netas de Potencia con Monto Garantizado de Pago insuficiente, por lo cual, la Oferta de Compra en dichas Zonas de Potencia fue menor a la Obligación Neta de Potencia. En la Zona de Potencia BCS el total de las Obligaciones de Potencia fue igual al total de las Ofertas de Compra. Los resultados se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. 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	6,447.06	6,445.62
BCA	473.55	453.90
BCS	127.28	127.28

Fuente: Elaboración propia.

La Obligación Neta de cada Participante del Mercado en cada Zona de Potencia del MBP 2019 se encuentra disponible en:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx>

3.2 Potencia Adquirida

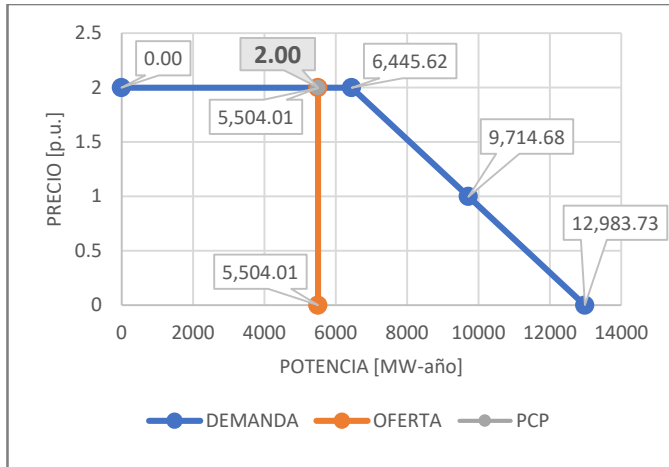
Para cada una de las Zonas de Potencia del MBP 2019, la Oferta de Venta correspondiente fue menor que la Oferta de Compra, por lo cual la cantidad de Potencia Adquirida en cada Zona de Potencia del MBP 2019, fue menor a su respectiva Oferta de Compra de Potencia, en consecuencia, en las tres Zonas de Potencia se tuvo Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia (CIONP) y no se adquirió Potencia Eficiente, tabla 13 y figs., 8, 9 y 10 (por simplicidad el eje vertical esta expresado en p.u.).

Tabla 13. 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]
SIN	5,504.01	6,445.62	5,504.01	0.00
BCA	263.97	453.90	263.97	0.00
BCS	122.65	127.28	122.65	0.00

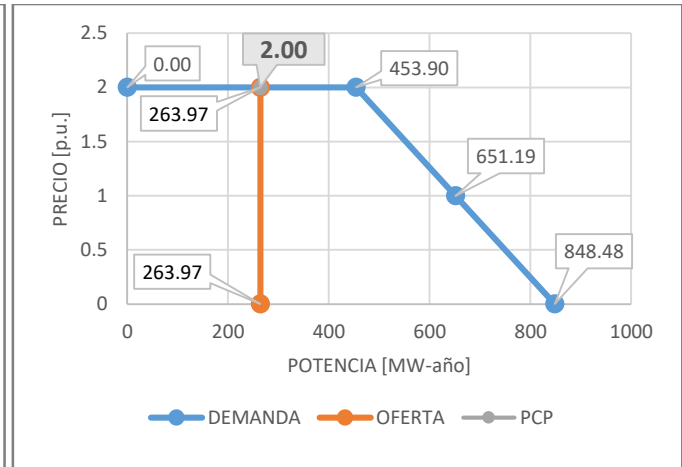
Fuente: Elaboración propia.

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



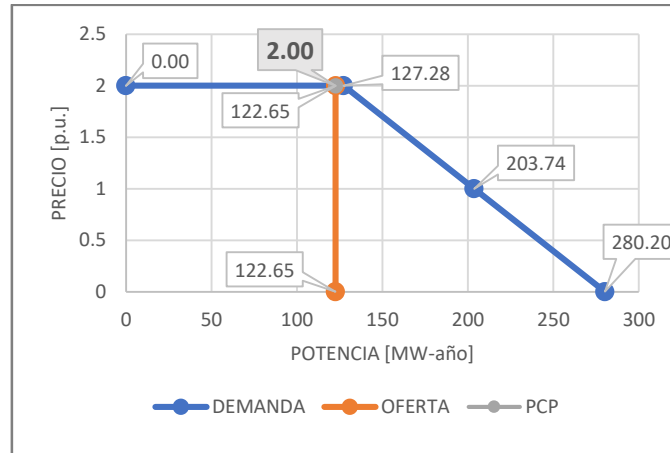
Fuente: Elaboración propia.

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



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 10. Curvas de Demanda y Venta de Potencia BCS



Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Venta de cada PM en cada Zona de Potencia del MBP 2019 se encuentra disponible en el área certificada del Sistema de Información del Mercado.

Los PMs que adquieran en el MBP 2019 una cantidad inferior a su Obligación Neta de Potencia, contarán con una CIONP ⁶, en la tabla 14, se muestran los resultados agrupados por Zona de Potencia.

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

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

Clave de Participante de Mercado	SIN	BCA	BCS
B002	•	•	•
C001		•	
C002	•		
C003	•	•	
C006	•		
G008	•		
G011	•		•
G012		•	
G013		•	•
G014	•	•	
G022	•		
G032	•		
G034	•		
I002	•	•	

Fuente: Elaboración propia.

La Oferta de Compra y Oferta de Venta de cada Participante del Mercado de cada Zona de Potencia del MBP 2019 se encuentra disponible 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 2019, 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), tabla 15, corresponde al producto de los costos fijos nivelados de la TGR correspondiente, tabla 10 y el precio en el punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda, figs., 5, 6 y 7 correspondiente.

El Precio Neto de Potencia, tabla 15, se obtiene como la diferencia entre el PCP y los IMTGR correspondiente, tabla 10, siempre y cuando dicha diferencia sea mayor o igual a cero. Debido a que en el MBP 2019 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 MBP 2019, es decir, el MBP 2019 no tuvo Cargo para el Aseguramiento de Potencia.

Tabla 15. Precio de Cierre y Precio Neto de Potencia

Zona de Potencia	Coordenada Precio del punto de intersección de las Curvas de Demanda y Venta [p.u.]	Precio de Cierre de Potencia (PCP) [Pesos/MW-año]	Precio Neto de Potencia (PNP) [Pesos/MW-año]
SIN	2.00	4,114,245.28	117,486.70
BCA	2.00	3,191,968.00	393,258.78
BCS	2.00	5,594,248.40	5,516,512.27

Fuente: Elaboración propia.

Por último, el Mercado para el Balance de Potencia 2019, cuyo año de producción es 2018, liquidará los siguientes montos:

Tabla 16. Monto a liquidarse

Zona de Potencia	Monto a liquidarse [Pesos]
SIN	646,648,301.50
BCA	103,808,258.43
BCS	676,627,536.88

Fuente: Elaboración propia.