

Novedades regulatorias en marzo de 2020

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó:

- Acuerdo por el que se declara la caducidad de 156 (ciento cincuenta y seis) permisos en materia de gas licuado de petróleo.
- Acuerdo por el que se da cumplimiento a la resolución dictada por la segunda sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en el amparo en revisión A.R. 610/2019; derivado del juicio de amparo indirecto 1118/2017. Se deja sin efectos la modificación que permitía un contenido máximo de etanol en las gasolinas de 10% fuera de las 3 áreas metropolitanas.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que establece el criterio para otorgar los certificados de energías limpias disponibles en la cuenta de la Comisión Reguladora de Energía para el año de obligación 2018.
- Un proyecto de resolución por la que se autoriza la ampliación del plazo del resolutivo tercero de la resolución RES/840/2019 por la que se modificaron los términos y condiciones para la prestación del Servicio del Centro Nacional de Control del Gas Natural, titular del permiso de gestión independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional integrado de Gas Natural G/21317/GES/2018, hasta el 31 de mayo del 2020. Se extiende hasta esa fecha el régimen transitorio para desbalances en el Sistrangas.
- Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se resuelve la solicitud de integración del Sistema de Almacenamiento de Gas Natural Licuado de la terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V. con permiso número G/138/ALM/2003 al Sistema de transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.
- Resolución por la que se da cumplimiento a la ejecutoria del juicio de amparo indirecto 549/2018.
- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite la opinión técnica con respecto al plan quinquenal de expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para el periodo 2020-2024. La CRE no emitió opinión técnica por no contar con los elementos para hacerlo y el incumplimiento de requisitos del proyecto presentado.

En la página de internet de la CRE se publicó:

- Informe Técnico Asesoría técnica para la revisión de la NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones de gas natural” elaborado por el Instituto Mexicano del Petróleo.

En el Diario Oficial de la Federación se publicó:

- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana NOM-017-CRE-2019, Métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de la conformidad.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el Código de Conducta de la Comisión Reguladora de Energía.

La efectividad de las señales de precios del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) se ha visto limitada por la variabilidad que han mostrado en sus cuatro realizaciones. Las variaciones observadas entre 2019 y 2020 en el precio máximo de potencia están asociadas principalmente al aumento en los costos fijos nivelados de la tecnología de referencia y el cambio en los ingresos de mercado. En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) también influyó significativamente el aumento en la capacidad disponible y el cambio de nodo de referencia. Tanto para BCA como BCS no se cubrieron los requisitos de capacidad.¹

Diseño del Mercado para el Balance de Potencia

El propósito del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) es establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional.² El diseño del MBP permite al generador recuperar los costos fijos de la tecnología de generación de referencia cuando la potencia ofrecida por los generadores es igual a la capacidad eficiente. Si existe un déficit de capacidad con respecto al nivel eficiente, el precio crecerá de manera proporcional al déficit hasta alcanzar el doble de los costos fijos cuando la capacidad del sistema es igual al requisito anual mínimo de potencia. En sentido opuesto, si existe superávit el precio disminuirá.

Así, cuando la capacidad se encuentra por debajo del nivel eficiente, los generadores tendrán incentivos a instalar nueva capacidad pues el precio que reciben es mayor a los costos fijos de la tecnología de referencia. Cuando hay un superávit de capacidad los generadores no recuperarían los costos fijos y tendrían incentivos a dejar de operar las centrales de mayor costo.

Ahora bien, si la central no es la última en ser despachada, el Precio Marginal Local (PML) será superior a sus costos variables, de manera que el generador recupera parte de los costos fijos de la central con la diferencia entre el PML y los costos variables. Por ello, en la formulación del MBP, el precio máximo de potencia se calcula como el precio de cierre de potencia estimado menos los Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR).

Así, los determinantes de los precios en el MBP son: i) Costo Fijo nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia [+]; ii) Oferta Estimada de Venta de Potencia [-]; iii) Demanda de capacidad [+]; iv) Requisito Anual de Potencia [+]; v) Reserva de Planeación Eficiente [+]; y, vi) Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia [-].³

¹ En la sección de documentos de www.indeedmexico.mx encontrará una versión amplia de este documento.

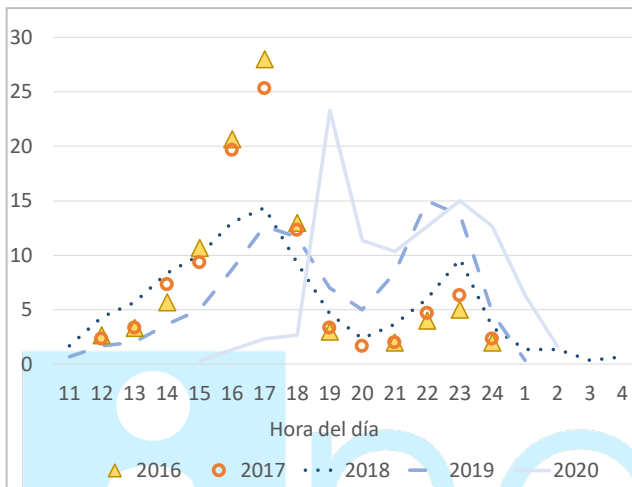
² Numeral 2.1.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2016.

³ [+]Indica que un aumento en la variable se traduce en un aumento en el precio máximo de potencia y en sentido opuesto cuando se señala [-].

Horas críticas

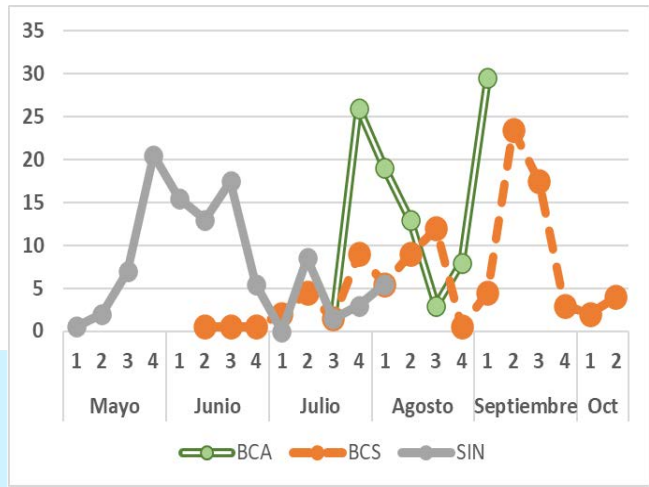
Debido a que están cambiando continuamente es necesario establecer cuando se medirán la demanda y oferta de potencia para el mercado para el balance de potencia. En el mercado eléctrico mayorista la demanda y oferta de potencia corresponden a lo ofrecido y demandado durante las 100 horas críticas. Para 2016 y 2017 las 100 horas críticas fueron consideradas como aquellas en que la demanda del sistema fue máxima, mientras que para 2018 y 2019 se consideran las horas de menores reservas en el sistema.

SIN: Número de horas críticas por hora del día



*2020 es pronóstico
Fuente: CENACE

Promedio de Horas críticas 2018-2019



Fuente: CENACE

Resultados para los años de generación 2016 a 2019

De acuerdo con las reglas del mercado el Centro Nacional de Control de Energía opera el MBP a más tardar dos meses después del cierre de cada año calendario. Así, en febrero de 2019 y 2020 se operaron los mercados para la generación de los años 2018 y 2019, respectivamente. A este punto conviene recordar el cambio en la definición de horas críticas que hace que los resultados para los cuatro ejercicios del MBP no son totalmente comparables. No obstante, las realizaciones para los años de generación 2018 y 2019 sí lo serían.

Los resultados del MBP para los años de generación de 2016 a 2018 fueron los siguientes:

Cuadro 1. Precio Máximo de Potencia

Zona de Potencia	Precio (Miles de pesos/MW-año)				Variación		
	2016	2017	2018	2019	2017	2018	2019
SIN	1,207.3	709.6	117.5	216.5	-41.2%	-83.4%	84.3%
BCA	2,507.5	594.1	393.3	2,758.4	-76.3%	-33.8%	601.4%
BCS	1,240.1	2,754.7	5,516.5	7,844.0	122.1%	100.3%	42.2%

Sistema Interconectado Nacional

En el SIN el aumento del PMP se debió a la disminución en los IMTGR y el aumento en los costos fijos nivelados de la tecnología de referencia, los cuales fueron parcialmente compensados por el cambio del nodo de referencia del 06RIB-138 al 06PAE-400 y el aumento de la oferta de potencia. Gracias al último, la oferta fue mayor a los requisitos de potencia de este sistema.

Sistemas de Baja California y Baja California Sur

En estos dos sistemas se observó un

incremento en los costos fijos nivelados de la tecnología de generación de referencia, de 23.5% en el sistema BCA y de 43.5% en BCS. Debido a que en ambos sistemas no se alcanzó a cubrir el requisito de potencia, los incrementos en los costos fijos se tradujeron en incrementos del doble de magnitud en el precio de cierre de potencia estimado. En BCA, la disminución de los IMTGR representó poco más de dos terceras partes del incremento en el PMP.

Consideraciones finales

Llama la atención la variabilidad que han mostrado los costos fijos nivelados de la tecnología de generación de referencia, particularmente en el último año. Sería conveniente abordar esta fuente de variabilidad. También, si observamos que las centrales turbogás son frecuentemente empleadas durante los periodos pico, la expectativa sería que los ingresos mercado por encima de los costos variables presentaran una menor volatilidad. Así, reduciendo la variabilidad de estos determinantes las variaciones en los precios de cierre de potencia estimado y el máximo de potencia reflejarían de manera más cercana las variaciones en la capacidad disponible y la demanda, que es el propósito del mercado para el balance de potencia.

El cambio en la definición de las horas críticas podría generar incentivos para la retención capacidad y provocar una hora crítica.

Finalmente, el aumento en la oferta de capacidad y su relación con la demanda en el último año en el Sistema Interconectado Nacional debe aumentar la confiabilidad de ese sistema en 2019. Si ello no ocurrió, una posibilidad será revisar la definición de zonas de potencia a efecto de que los márgenes de reserva representen de mejor manera la capacidad del sistema de enfrentar las variaciones de la demanda manteniendo los parámetros de calidad y confiabilidad del servicio.

