

Principales novedades regulatorias en marzo-abril de 2022

La Comisión Reguladora de Energía aprobó:

- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite la opinión técnica respecto a la segunda revisión del plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural para el periodo 2020-2024.

En la página de internet de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria se publicaron los proyectos:

- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen la Metodología para determinar el Cálculo y Ajuste de las Tarifas Reguladas para el Servicio de Operación del Centro Nacional de Control de Energía.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación de los Suministradores de Servicios Básicos.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se establece el criterio para la asignación de certificados de energías limpias disponibles en la cuenta de la Comisión Reguladora de Energía, correspondientes al año de obligación 2019.
- Aviso por el que se dan a conocer las Tarifas de Operación del Centro Nacional de Control de Energía, para el periodo que comprende del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, o hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138, de la Ley de la Industria Eléctrica y 47, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; o se actualicen las tarifas reguladas.
- Aviso mediante el cual se informa al público en general, la publicación en el Sistema de Información del Mercado del CENACE, de los formatos a que se hacen referencia en el Capítulo 4, denominado “Pronósticos de Demanda y Energía Eléctrica para el SEN”, numeral 4.3, titulado “Proceso General de Pronóstico” del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional que forma parte de la RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden 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.

En el Diario Oficial de la Federación:

- Se publicó Acuerdo Núm. A/006/2022 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica.
- La Comisión Federal de Electricidad publicó la Actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero al 31

de diciembre del 2022 y hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

- El Centro Nacional de Control de Energía publicó el Aviso por el que se dan a conocer las Tarifas Reguladas de Operación del Centro Nacional de Control de Energía, para el periodo que comprende del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022, o hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138, de la Ley de la Industria Eléctrica y 47, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; o se actualicen las tarifas reguladas.



La realización del Mercado para el Balance de Potencia, cuyo fin es asegurar a través de señales de precio que el sistema eléctrico cuente con la capacidad de generación eficiente; resultó en que para el año de producción 2021 el Precio Máximo de Potencia (PMP) fuera de 0, 3.6 millones y 8.4 millones de Pesos/MegaWatt-año (\$/MW-año) para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Sistema de Baja California (BCA) y el sistema de Baja California Sur (BCS), respectivamente. El PMP para el SIN fue resultado de que la razón capacidad disponible a obligaciones de compra de potencia es significativamente mayor al margen de planeación eficiente. Para los otros dos sistemas, el resultado refleja que no han alcanzado la reserva de planeación mínima por lo que el precio corresponde al máximo previsto en la fórmula, dados los precios de la energía. En 2021, en el SIN continuó la tendencia a un menor número de horas críticas en el periodo diurno y un desfase hacia el otoño de estas. Conforme a las Reglas del Mercado, se espera que en 2022 el periodo para identificar las horas críticas del SIN abarque casi todo el año.¹

El Mercado para el Balance de Potencia

En un mercado eléctrico, como el mexicano, en que las ofertas al mercado de energía de corto plazo están basadas en los costos variables, es necesario un mecanismo que asegure que las centrales que operaron para atender la demanda de energía cubran sus costos fijos. De hecho, la última central a la que se le asignó generación (marginal) no recuperaría sus costos fijos. Si los generadores no recuperan los costos fijos no harán nuevas inversiones para atender la demanda futura y después de algún tiempo cerrarán centrales ya en operación. Y la capacidad de generación en el sistema deberá ser la óptima para minimizar los costos de suministro. Los Requisitos de Contratos de Cobertura Eléctrica y el Mercado para el Balance de Potencia (MBP) forman ese mecanismo.

En este sentido, con miras a asegurar que haya en el sistema la capacidad de generación eficiente, una forma de ver el proceso del MBP es que el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) primero calcula cuál sería la capacidad de generación eficiente para el sistema en función la demanda de energía eléctrica observada y luego calcula el ingreso que haría económicamente viable una central tipo, llamada Tecnología de Generación de Referencia (TGR).²

Posteriormente, con base en el déficit o superávit de capacidad, respecto al nivel eficiente, se fijará un Precio de Cierre de Potencia Estimado (PCPE) que incentive o desincentive las adiciones de capacidad de generación hasta llegar al nivel eficiente. El nivel eficiente de capacidad es igual a la demanda más la Reserva de Planeación Eficiente que es un porcentaje de la demanda (15.3% para el SIN). El cálculo del nivel eficiente de capacidad se realiza con base en las 100 horas críticas del año, que desde 2018 son las horas de menores reservas.

¹ La mayor parte de la discusión se centrará en el SIN, sin embargo, en el anexo se presentan la información correspondiente para BCA Y BCS.

² La central TGR se caracteriza porque podría ser instalada y operada en la mayor parte del sistema correspondiente (zona de potencia) que minimiza los costos netos de generación y Potencia en el largo plazo. En los tres sistemas la TGR es una turbina de gas-tipo industrial, usando gas natural de 210 MegaWatt (MW) en el SIN y BCA y de 47.5 MW usando diésel en BCS.

Cuanto mayor sea déficit respecto al nivel de planeación eficiente el PCPE precio será mayor hasta alcanzar el doble de los costos fijos estimado. Si hay un superávit respecto al nivel de planeación eficiente, el PCPE será menor a los costos fijos y los generadores no tendrán incentivos a instalar nueva capacidad y podrían cerrar las centrales de mayor costo fijo. Así, el propósito del MBP es establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional.³ El procedimiento para el cálculo del PCPE se resume algebraica y gráficamente en el siguiente cuadro.

En la fórmula presentada en el Cuadro 1, r es el cociente de las ofertas de venta de potencia de los generadores entre la capacidad demandada durante las horas críticas (Razón de Cobertura). Para el SIN los valores de los parámetros serían $\beta = 1.153$ (1 +15.3%) y $\alpha = 1.077$ (1+7.7%). Así, r es igual a 1.153 el PCPE será igual a los costos fijos estimados. Para 2021 r resultó 1.238 (vs. 1.21 en 2020) con lo que el $PCPE = 0.0257 * 2,452 = 63.0$ miles de pesos por MW-año. Como se aprecia en la gráfica de la derecha, el PCPE puede ir desde 0 hasta el doble de los costos fijos, dependiendo de cuanto nos encontremos a la derecha o izquierda del margen de planeación eficiente de 15.3% (β).

Cuadro 1. Precio de Cierre de Potencia Estimado

$$p^e = \begin{cases} 2c, & r \leq \alpha \\ \left[1 - \frac{r - \beta}{\beta - \alpha}\right] c, & \alpha < r \leq 2\beta - \alpha \\ 0, & r > 2\beta - \alpha \end{cases}$$

$r = O/D$

Donde:

PCPE.- Precio de Cierre de Potencia Estimado

IMTGR.- Ingresos de Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia

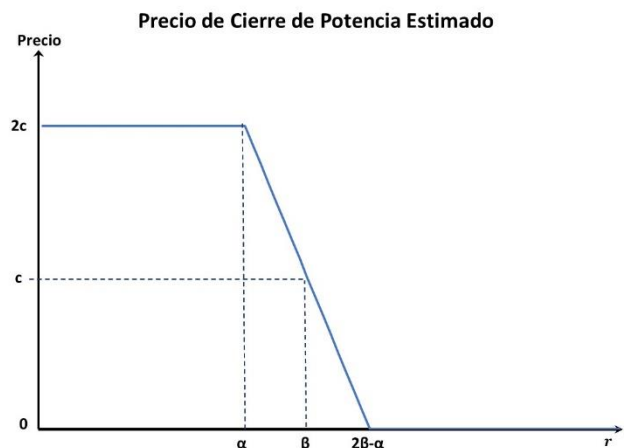
c .- Costo fijo nivelado de la Tecnología de Generación de Referencia

O .- Oferta de capacidad de los generadores

D .- Capacidad demandada

α .- Requisito Anual de Potencia más 1

β .- Reserva de Planeación Eficiente más 1



Recordando que las centrales que no son las últimas en ser despachadas recuperan parte de los costos fijos por la diferencia entre el precio en el mercado de energía de corto plazo y sus costos variables. Por ello, el Precio Máximo de Potencia (PMP) resta al PCPE los ingresos estimados por la venta de energía en el MEM que habría tenido la central tipo (TGR) en exceso a sus costos variables.⁴ El PMP es el precio al que se liquidan los faltantes de cobertura de potencia de los suministradores. Esto es:

$$PMP = PCPE - IMTGR$$

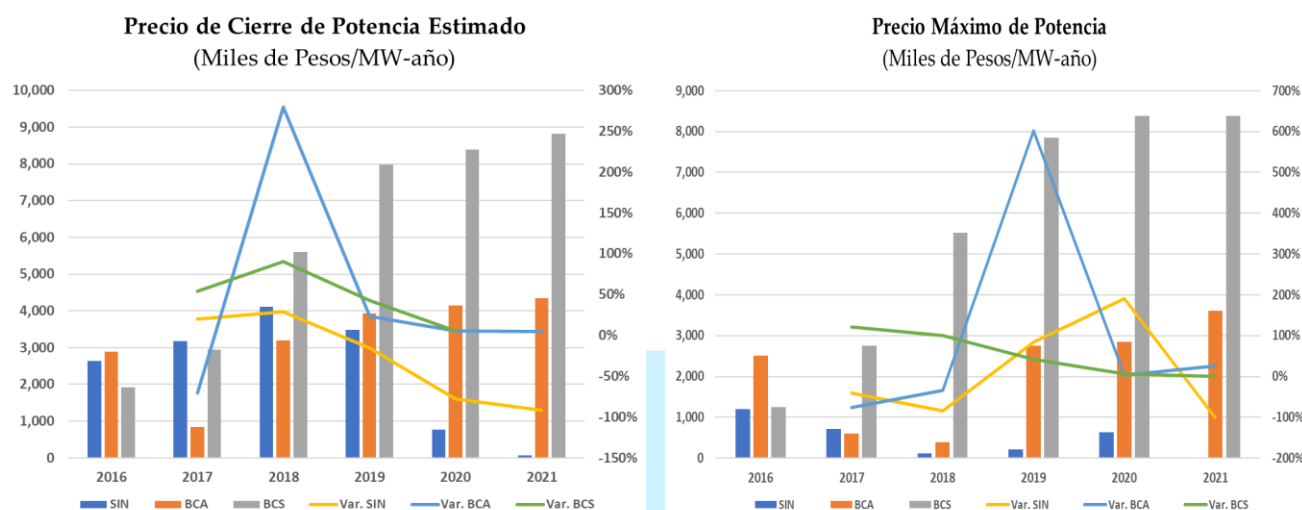
³ Numeral 2.1.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2016.

⁴ Llamados Ingresos de Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR).

Donde IMGTR son los Ingresos de Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia.

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 [-].⁵

A continuación, se muestran la evolución del PCPE y PMP para los tres sistemas. Se observa que la volatilidad del PMP no sólo resulta de la variabilidad de los IMGTR sino también del PCPE.



Cuadro 2. Precio de Cierre de Potencia Estimado (PCPE)

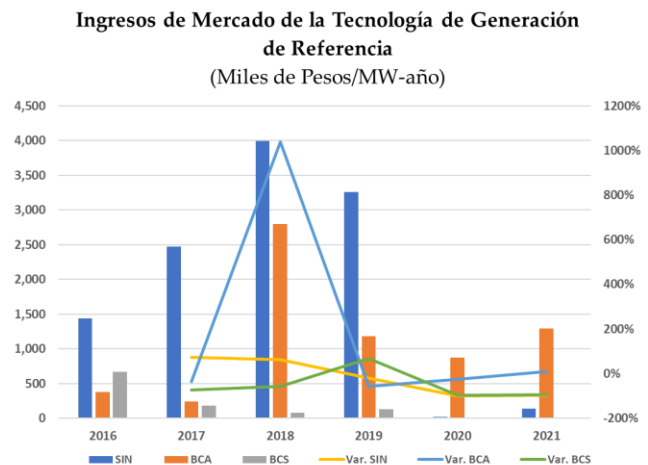
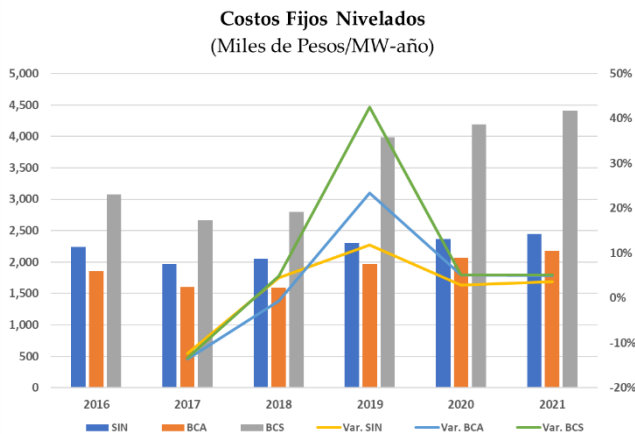
Zona de Potencia	Precio de Cierre de Potencia Estimado (Miles de pesos/MW-año)						Variación				
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
SIN	2,644.7	3,183.0	4,114.2	3,473.8	765.1	63.0	20.4%	29.3%	-15.6%	-78.0%	-91.8%
BCA	2,885.0	839.8	3,192.0	3,940.7	4,142.5	4,353.0	-70.9%	280.1%	23.5%	5.1%	5.1%
BCS	1,910.5	2,938.9	5,594.2	7,973.9	8,387.2	8,817.9	53.8%	90.4%	42.5%	5.2%	5.1%

Cuadro 3. Precio Máximo de Potencia (PMP)

Zona de Potencia	Precio Máximo de Potencia (Miles de Pesos/MW-año)						Variación Anual				
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
SIN	1,207.3	709.6	117.5	216.5	628.4	0.0	-41.2%	-83.4%	84.3%	190.2%	-100.0%
BCA	2,507.5	594.1	393.3	2,758.4	2,846.5	3,605.8	-76.3%	-33.8%	601.4%	3.2%	26.7%
BCS	1,240.1	2,754.7	5,516.5	7,844.0	8,379.2	8,383.6	122.1%	100.3%	42.2%	6.8%	0.1%

⁵ [+]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 [-].

Cabe notar que la variabilidad del PCPE no corresponde a los cambios en los Costos Fijos Nivelados de la TGR, sino más bien es resultado de los cambios que ha tenido en los últimos años la Razón de Cobertura y la pendiente implícita en el procedimiento para su determinación establecido en la reglas de mercado.

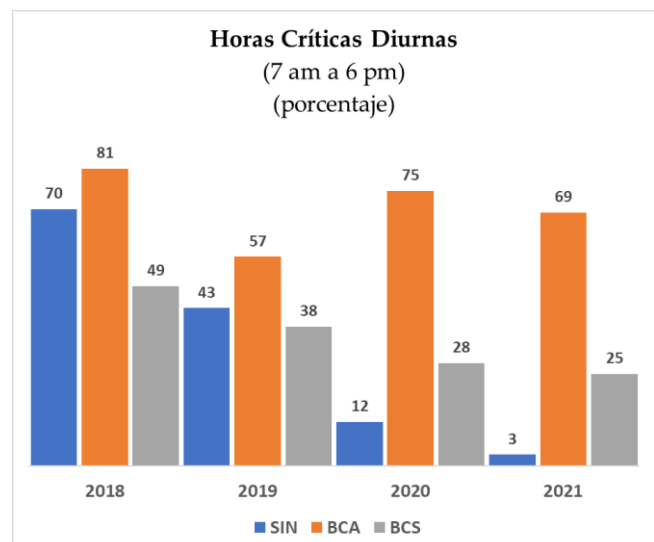


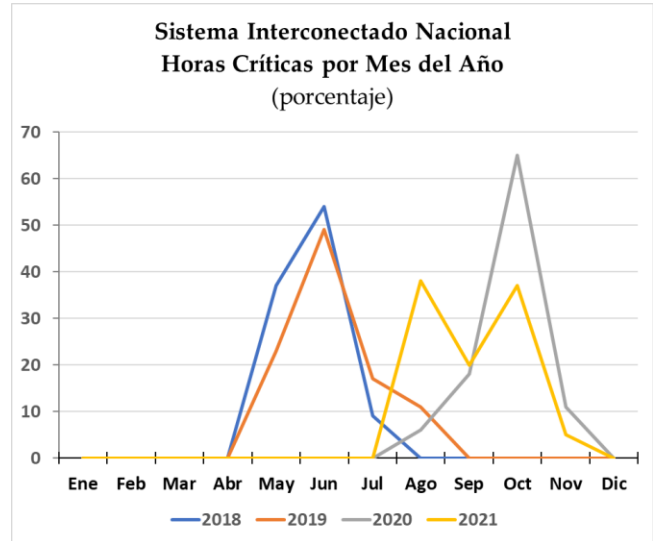
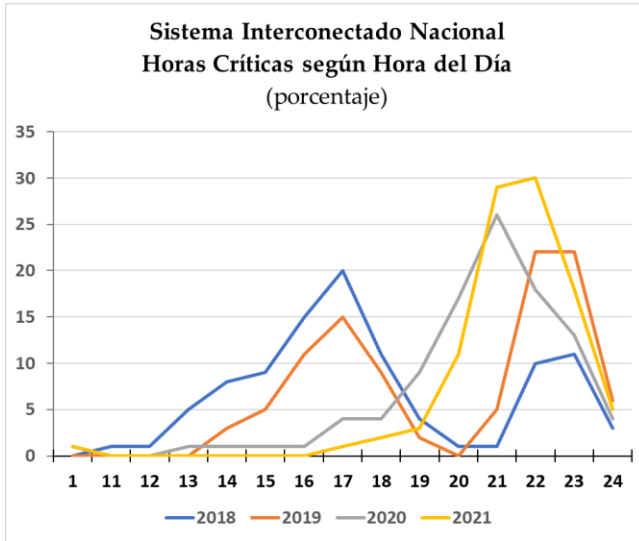
Horas críticas

Debido a que la demanda y oferta de potencia están cambiando continuamente es necesario establecer cuando se medirán 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 a partir de 2018 se consideran las horas de menores reservas en el sistema. Como se apreciará, este cambio en la definición puede eliminar la estacionalidad de las horas críticas.

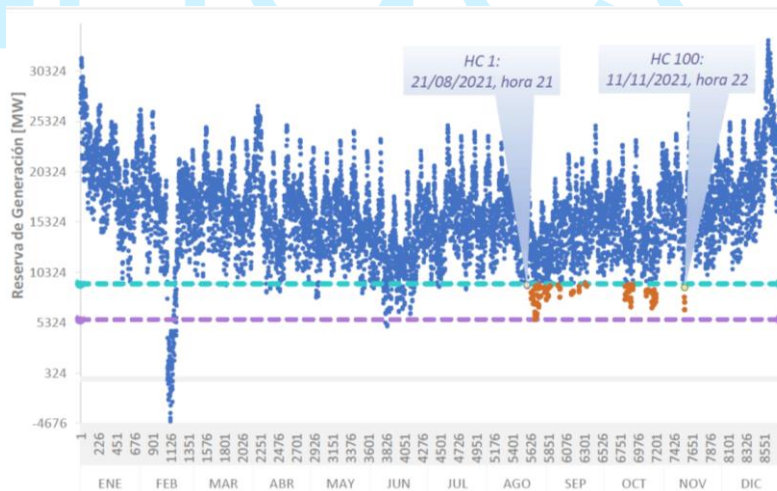
Como se muestra en las gráficas a continuación, en los últimos años se ha observado una tendencia en el SIN y BCS de una reducción de las horas críticas diurnas, esto es, las observadas entre las 7 AM y las 6 PM, y un desfase hacia el otoño en contraste con la demanda máxima del sistema.

Una posibilidad es que la recomposición del parque de generación hacia una mayor participación de generación solar haya resultado en una coincidencia entre las horas de mayor demanda con las de mayor generación solar, de manera que durante el horario diurno la demanda residual (demanda total menos generación solar) sea menor que durante la noche y por tanto, las horas durante las cuales la capacidad de generación no solar se vuelve más escasa, generando horas críticas. En una nota futura abordaremos este tema.





Por otra parte, el Manual del Mercado para el Balance de Potencia establece que para la identificación de las horas críticas del año se considerará una ventana de 14 días antes y 14 días después de las fechas en que ocurrieron las horas críticas (considerando las 8,760 horas de año) durante el año anterior. De esta manera para 2021 se consideró una ventana alrededor de las horas críticas observadas en 2020, para 2022 habrán de considerarse las 8,760 horas de 2021. Debido a que durante 2021 durante febrero y junio se observaron horas con menores reservas que las observadas entre el 21 de agosto y el 11 de noviembre, se estima que la ventana para identificar las hora críticas cubrirá los meses de febrero a noviembre, prácticamente el año entero.



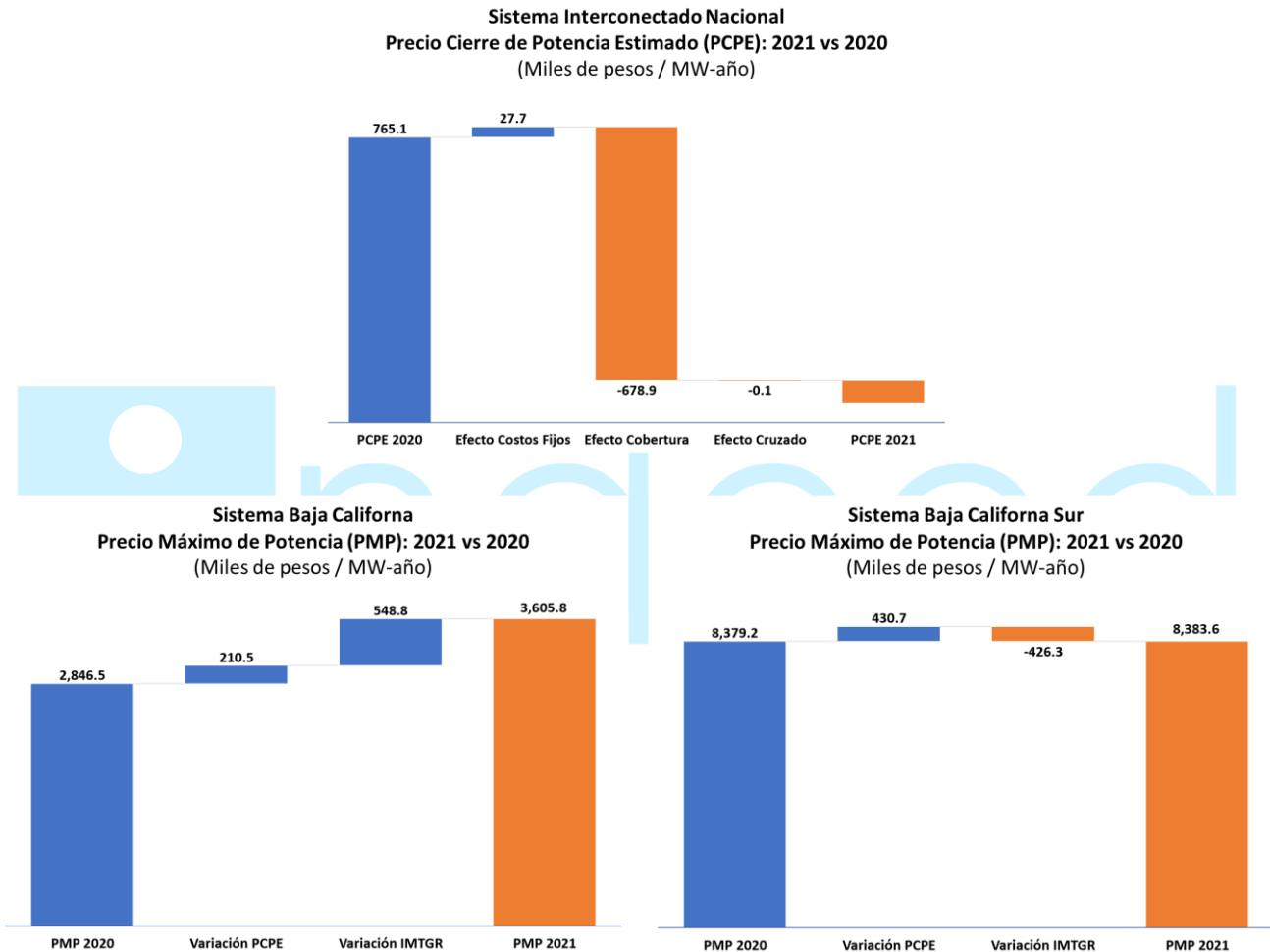
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, Informe Ejecutivo, Mercado para el Balance de Potencia 2022, Año de Producción 2021.

Comparación 2021 vs. 2020

Las gráficas a continuación muestran una descomposición del cambio en el PCPE y PMP entre 2020 y 2021, considerando sus principales determinantes; a saber, razón de cobertura, costos fijos e ingresos de mercado de la tecnología de referencia. Esto es:⁶

$$\Delta PCPE = \text{Efecto Costos Fijos} + \text{Efecto Cobertura} + \text{Efecto Cruzado}$$

$$\Delta P_{Máx} = \Delta PCPE - \Delta IMTGR = (PCPE_1 - PCPE_0) - (IMTGR_1 - IMTGR_0)$$



⁶ Puede mostrarse que:

$$\Delta PCPE = PCPE_1 - PCPE_0 = \left(\frac{2\beta - \alpha - r_0}{\beta - \alpha} \right) (c_1 - c_0) - \frac{1}{\beta - \alpha} (r_1 - r_0) c_0 - \frac{1}{\beta - \alpha} (r_1 - r_0) (c_1 - c_0)$$