

Principales novedades regulatorias en agosto de 2020

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó:

- El Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía, en su calidad de autoridad de vigilancia del mercado, mediante el cual emite los índices de precios de combustibles para la evaluación de la consistencia de las ofertas de las unidades de central eléctrica a los que hace referencia la letra (a) de la base 18.5.7 de las Bases del Mercado Eléctrico.
- El Acuerdo por el que se modifican el acuerdo A/038/2019 y su anexo único del 16 de diciembre de 2019, mediante el cual se expidió la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- El Acuerdo que aprueba el programa anual de visitas de verificación en materia de electricidad para el año 2020.

En el Diario Oficial de la Federación se publicó:

- Convocatoria para la designación de consejeros de la Junta Directiva del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, por las asociaciones de empresas del sector de las energías limpias. [Secretaría de Energía]
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que 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 interpuesto en contra del Acuerdo Núm. A/028/2017 por el que se modifica la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, con fundamento en el artículo 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Cancela la posibilidad del uso de etanol hasta 10% fuera de las áreas metropolitanas.

- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se determina la terminación de la vigencia del diverso Núm. A/009/2018 por el que se aceptan como válidos, de manera temporal, los dictámenes de cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, que al efecto emitan las unidades de verificación que sean personas morales aprobadas para evaluar la conformidad de otras normas oficiales mexicanas.
- Resoluciones de la Comisión Reguladora de Energía que autoriza a TDF, S. de R.L. de C.V., a utilizar un método de prueba alternativo al establecido en la Tabla 13 Especificaciones del gas licuado de petróleo de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, para: i) determinar el agua libre; ii) para determinar la densidad relativa a 15.6 °C; y, iii) para determinar la presión de vapor en exceso a la atmosférica a 37.8 °C.

“A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms” Andreas Bublitz, Dogan Keles, Florian Zimmermann, Christoph Fraunholz, Wolf Fichtner.¹*

Un sistema eléctrico confiable sigue siendo uno de los principales objetivos de los reguladores. Alcanzarlo requiere estimular las inversiones adecuadas mediante precios de mercado lo suficientemente altos para financiar no solo los costos operativos sino también los fijos. Sin embargo, generar señales de precios adecuadas se vuelve cada vez más desafiante durante la transición energética, principalmente por la expansión de las fuentes de energías renovables distribuidas. Esto intensificó el debate sobre la adecuación de la oferta y la demanda y condujo a la propuesta y, en algunos casos, a la introducción de mecanismos para remunerar a los proveedores de capacidad. Sin embargo, la necesidad y el diseño de estos llamados mecanismos de remuneración por capacidad (CRM) se evalúan de manera diversa en la literatura.

Las barreras para una capacidad de generación adecuada en el sector eléctrico pueden agruparse en las físicas y las de mercado. Las barreras físicas se relacionan principalmente con el hecho de que los sistemas eléctricos deben equilibrar la generación y el consumo en cada nodo de la red eléctrica en cada momento, ya que la interrupción de la frecuencia eléctrica puede provocar daños graves. Por otra parte, debido a la naturaleza de la red eléctrica, se produce un problema de polizón ya que hasta ahora la red no puede diferenciar entre clientes con y sin contratos que garanticen un suministro confiable. Estas propiedades son una de las razones por las que los precios de la electricidad no pueden llevar todas las señales necesarias para la operación confiable a largo plazo y las inversiones requeridas en generación.

Sin embargo, la necesidad de remunerar la capacidad de generación es aún un debate. Un argumento, quizás el más persuasivo, a favor de un Mercado de Sólo Energía (MSE) es que, incluso en ausencia de una respuesta activa de la demanda, los precios de mercado resultantes son eficientes y, por lo tanto, conducen a suficientes inversiones a largo plazo que garantizan el menor costo de largo plazo para el sistema, si se cumplen varios supuestos clave: (1) el mercado es perfectamente competitivo, (2) los participantes del mercado tienen expectativas racionales y (3) siguen una estrategia neutral al riesgo. Sin embargo, a la luz de los mercados eléctricos actuales, estos supuestos parecen poco realistas. En el mundo real, una pequeña cantidad de productores a menudo dominan el mercado, lo que resulta en un duopolio u oligopolio, e invierten estratégicamente. Además, los inversionistas suelen ser bastante aversos al riesgo, es decir, desarrollan menos capacidad que si fueran neutrales al riesgo. Además, es posible que los participantes del mercado no siempre tengan expectativas racionales, y en presencia de

¹ Esta nota es una síntesis del artículo: Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann F., Fraunholz C., Fichtner W., “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms”, Energy Economics 80 (2019) 1059–1078

gran incertidumbre, por ejemplo, sobre la evolución de los precios de la electricidad y los largos plazos de las nuevas inversiones, los mercados de la electricidad son propensos a sufrir ciclos de inversión.

Además, Keppler (2017) muestra otros dos problemas, por un lado, las externalidades del lado de la demanda en forma de costos de transacción e información incompleta aseguran que la disposición social a pagar sea mayor que la disposición privada a pagar por capacidad adicional. Por otro lado, las inversiones en capacidad de generación no son escalables arbitrariamente, sino que toman valores discretos. En combinación con ingresos dramáticamente más bajos en la transición de subinversión a sobreinversión, los inversionistas tienen fuertes incentivos asimétricos y, por lo tanto, tienden a invertir menos que a sobreinvertir.

Para resolver el problema de subinversión se ha adoptado los Mecanismos de Remuneración de Capacidad (MRC), normalmente diseñados para incentivar las inversiones y así mejorar la adecuación de la generación, es decir, evitar situaciones de escasez. Esto se implementa ofreciendo ingresos a los proveedores de capacidad además de las ganancias por la venta de energía en el mercado. La Comisión Europea distingue entre los mecanismos basados en el volumen, donde se establece una capacidad considerada suficiente y luego el mercado determina su precio, y los mecanismos basados en el precio, donde la cantidad de la capacidad adquirida se determina mediante el establecimiento de un precio objetivo.

1. Licitación de nueva capacidad. Se concede apoyo financiero a fin de establecer la capacidad adicional necesaria. Entre las variaciones posibles se encuentran financiar la construcción de nueva capacidad o acuerdos de compra de energía a largo plazo.
2. Reserva estratégica. Una cierta cantidad de capacidad se contrata y mantiene en reserva fuera del MSE. La reserva solo se opera si se cumplen condiciones específicas, por ejemplo, escasez de capacidad en el mercado spot o precios por encima de un determinado nivel.
3. Pago por capacidad objetivo. Un organismo central establece un precio fijo que se paga solo a la capacidad elegible, por ejemplo, tipos de tecnología seleccionados o capacidad recién construida.
4. Comprador central. La capacidad requerida la fija un organismo central y se adquiere a través de un proceso de licitación central para que el mercado determine el precio.
5. Obligación descentralizada. Se impone a las entidades responsables de carga la obligación de asegurar individualmente la capacidad total que necesitan para satisfacer la demanda de sus consumidores. Se negocian contratos individuales entre suministradores y generadores.
6. Pago por capacidad a todo el mercado. Se paga a todos los proveedores de capacidad en el mercado el precio que se estima necesario para atraer la capacidad requerida.

Los mercados de electricidad son en muchos aspectos similares a la mayoría de los demás mercados; sin embargo, requieren un marco regulatorio específico debido a una serie de peculiaridades, como las características físicas de la electricidad, una demanda inelástica y volátil. En combinación con la transformación de un sistema centralizado con plantas de energía principalmente de combustibles

fósiles a un sistema descentralizado con una alta proporción de energías renovables y la fuerte disminución de los precios de la electricidad, han llevado a la implementación de varios MRC.

Si bien en los Estados Unidos solo se utilizan dos tipos de mecanismos (comprador central y obligaciones descentralizadas), la situación es mucho más diversa en Europa debido a enfoques nacionales descoordinados. Los hallazgos en la literatura revelan que los MRC pueden mejorar la adecuación de la generación, pero también traen consigo nuevos desafíos.

Una de las principales ventajas de los MRC es que pueden reducir eficazmente o incluso resolver diferentes problemas. Por ejemplo, pueden amortiguarse las fluctuaciones causadas por los ciclos de inversión —aunque por lo general no se eliminan por completo— y, por lo tanto, se pueden prevenir los eventos de escasez extrema. Además, los efectos del abuso de poder de mercado pueden mitigarse y algunos mecanismos, por ejemplo, un mercado de capacidad a plazo, pueden resolver el problema del dinero faltante. Además, los MRC generalmente hacen que los desarrollos del mercado dependan menos del perfil de riesgo de los inversionistas, lo que los hace más predecibles y reduce las desviaciones del óptimo a largo plazo que pueden ser causadas por los tomadores de decisiones reacios al riesgo. Sin embargo, el diseño de mercado óptimo sigue siendo un desafío continuo.

Dado que el diseño adecuado depende de una variedad de factores. Por ejemplo, a menudo un mecanismo de compra central parece producir resultados significativamente mejores que una reserva estratégica, que es ineficiente por diseño, ya que las capacidades contratadas se utilizan para un único propósito. Sin embargo, en casos excepcionales los resultados son ambiguos. No obstante, se puede concluir que los mecanismos basados en el mercado, por ejemplo, un mercado de capacidad a plazo, suelen ser ventajosos en comparación con los mecanismos intervencionistas como los pagos por capacidad.

En comparación con un MSE, el valor de los recursos flexibles disminuye en presencia de un MRC. Por lo tanto, su expansión es en gran medida independiente de las fuerzas del mercado y se deja en manos del regulador. Aunque ya se ha realizado un gran número de estudios, la comparabilidad de los resultados suele ser limitada y, por lo tanto, es difícil seleccionar el mejor mecanismo a implementar.