

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO por medio del cual la Comisión Reguladora de Energía aclara la forma de aplicar lo establecido en el Resolutivo Segundo de la Resolución RES/143/2017 por la que se actualizó la metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP).

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

ACUERDO Núm. A/050/2017

ACUERDO POR MEDIO DEL CUAL LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ACLARA LA FORMA DE APLICAR LO ESTABLECIDO EN EL RESOLUTIVO SEGUNDO DE LA RESOLUCIÓN RES/143/2017 POR LA QUE SE ACTUALIZÓ LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE CORTO PLAZO (CTCP)

RESULTANDO

PRIMERO. Que el 24 de septiembre de 2002, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Resolución RES/156/2002, por la que se aprobó la metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP), la cual se utilizaba para el pago de la energía eléctrica que entregan los permisionarios a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

SEGUNDO. Que el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el DOF la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y el 31 de octubre de 2014 se publicó el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (Reglamento).

TERCERO. Que el 8 de septiembre de 2015, la Secretaría de Energía (Secretaría) publicó en el DOF las Bases del Mercado Eléctrico.

CUARTO. Que el 31 de diciembre de 2015, la Secretaría publicó en el DOF el Aviso a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, en el cual se dio a conocer el calendario para la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo.

QUINTO. Que el 28 de enero de 2016, la Secretaría publicó en el DOF la Resolución que autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California (BCA), Nacional (SIN) y Baja California Sur (BCS), actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor.

SEXTO. Que el 11 de febrero de 2016, la Secretaría publicó en el DOF la Resolución que actualiza el calendario que deberá observar el CENACE para el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en el Sistema Interconectado de Baja California Sur.

SÉPTIMO. Que el 17 de junio de 2016, la Secretaría publicó en el DOF el Acuerdo por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

OCTAVO. Que el 5 de enero de 2017, la Secretaría publicó en el DOF la Resolución que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el CENACE para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

NOVENO. Que el 2 de marzo de 2017, la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) publicó en el DOF la Resolución RES/143/2017, mediante la que actualizó la metodología para la determinación del CTCP aprobada en la resolución RES/156/2002, en lo relativo al modelo matemático utilizado para su cálculo, a efecto de que los valores del CTCP sean los Precios Marginales Locales (PML) resultantes de los modelos del MEM.

DÉCIMO. Que con fechas 13 de julio de 2017 y 4 de agosto de 2017 se recibieron en la Comisión distintos escritos por parte de Asociaciones Civiles enfocadas en la participación y protección de los intereses de los generadores de energía eléctrica, así como de distintos titulares de permisos de pequeña producción de energía eléctrica, en los que solicitan la aclaración por parte de la Comisión del Resolutivo Segundo de la Resolución RES/143/2017.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que, en términos de lo dispuesto en el Transitorio Décimo, párrafo primero de la LIE, los permisos otorgados bajo la vigencia de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) serán respetados en sus términos, es decir, conservarán su vigencia y los titulares podrán desempeñar sus actividades en términos de lo dispuesto en la LSPEE.

SEGUNDO. Que el Transitorio Décimo Segundo, párrafo sexto de la LIE, establece entre otras cosas que: i) la Secretaría determinará los derechos y obligaciones derivados de los Contratos de Interconexión Legados (CIL) que se asumirán por la CFE y el CENACE, y ii) la Comisión actualizará las metodologías de cálculo correspondientes a fin de respetar los términos de los CIL.

TERCERO. Que mediante la Resolución RES/143/2017, la Comisión resolvió actualizar la metodología empleada para el cálculo de los valores del CTCP, a efecto de que tales valores sean los PML resultantes de los modelos del MEM. Lo anterior, debido a las diversas ventajas que representaba el utilizar los modelos establecidos para calcular los PML en el MEM respecto de la metodología utilizada para la determinación del CTCP.

CUARTO. Que en la determinación de la actualización de la metodología se consideró que la aplicación de los modelos que determinan los PML, resulta más funcional y factible para el MEM, aunado a que tales precios son consistentes con el precio al cual se puede comprar energía de oportunidad disponible en el corto plazo de cualquier productor, y por lo tanto, son consistentes con la mejor referencia de precios para compra de excedentes de energía no contratados en términos del régimen legado.

QUINTO. Que, en la Resolución del 5 de enero de 2017, la Secretaría permitió en forma transitoria que para la liquidación del Mercado de Tiempo Real (MTR) se utilicen precios determinados mediante simulaciones ex-post que consideran la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real. En consecuencia, a partir del 27 de enero 2017, el CENACE publica precios utilizados para las liquidaciones del MTR determinados aplicando dicha metodología.

SEXTO. Que el Resolutivo Segundo de la Resolución RES/143/2017 establece que cuando los resultados del modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad Multi-Intervalo no estén disponibles, deberán utilizarse los Precios Marginales Locales obtenidos en el Mercado de Día en Adelanto, utilizando el Modelo de Asignación de Unidades del Mercado de Día en Adelanto, de acuerdo con lo descrito en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, para calcular el pago que se hará a los permisionarios a que hace referencia el Transitorio Décimo, párrafo primero de la LIE.

SÉPTIMO. Que resulta necesario garantizar que la energía generada como excedente en términos del régimen legado y que los permisionarios entregan al sistema, así como aquella que es vendida a la CFE a través de la modalidad de pequeña producción, sea pagada bajo las mismas condiciones utilizadas para liquidar la energía a los Participantes del Mercado en el MTR, a efecto de evitar un trato diferenciado del mismo producto dentro de un mismo mercado.

OCTAVO. Que el inciso (b) de la Base 10.8.3 de las Bases del Mercado Eléctrico establece que el Generador de Intermediación calculará el costo o ingreso neto que resulte del cumplimiento de los términos de los Contratos de Interconexión Legados, así como el costo e ingreso que resulte de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista; asimismo, establece que el Generador de Intermediación reportará al CENACE el resultado neto de las operaciones para que este último reembolse o cobre al Generador de Intermediación por este resultado.

NOVENO. Que en ejercicio de la facultad referida en el Transitorio Décimo Segundo, párrafo sexto de la LIE, la Comisión determina aclarar la aplicación de lo establecido en el Resolutivo Segundo de la Resolución RES/143/2017 respecto de qué precios deberán utilizarse para el pago de los permisionarios a que hace referencia el Transitorio Décimo, párrafo primero de la LIE, tomando en cuenta las disposiciones transitorias establecidas en el inciso (n) del apartado de Mercado de Energía de Corto Plazo de la resolución del 5 de enero de 2017.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 22, fracciones I, III, X, XXIV, XXVI, inciso a), y XXVII, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; Transitorios Décimo, párrafo primero, Décimo Segundo, párrafo sexto, de la Ley de la Industria Eléctrica; 2, 4, 13, 16, fracciones VII, IX, y X, 57, fracción I y 69 H, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y 1, 4, 7, fracción I, 12, 16, 18, fracciones I, V y XXVIII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión:

ACUERDA

PRIMERO. Aclarar que los precios disponibles publicados por el CENACE como Precios Marginales Locales del Mercado de Tiempo Real, deben ser utilizados para el pago de excedentes de energía no contratados, así como para el pago a los titulares de permisos de pequeña producción que tengan un contrato de compraventa de energía eléctrica celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, en términos del régimen legado de los permisionarios a los que hace referencia el Transitorio Décimo de la Ley de la Industria Eléctrica, ya sean calculados mediante simulaciones ex-post que consideren la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real para la liquidación, o a través de la metodología que la sustituya.

SEGUNDO. El Generador de Intermediación deberá realizar los ajustes necesarios a los estados de cuenta y a las liquidaciones correspondientes que se han expedido y realizado desde la fecha en la que entró en vigor la publicación por parte de la Comisión Reguladora de Energía de la Resolución RES/143/2017 en el Diario Oficial de la Federación hasta la fecha de entrada en vigor del presente, con el fin de atender lo establecido en el punto de Acuerdo Primero.

TERCERO. El producto de los ajustes a las liquidaciones derivadas de aplicar lo establecido en el Acuerdo Segundo serán considerados por el Generador de Intermediación al efectuar el cálculo del costo o ingreso neto a que se refiere el inciso (b) de la Base 10.8.3 de las Bases del Mercado Eléctrico. El Generador de Intermediación reportará al CENACE el resultado neto de las operaciones para que el CENACE le reembolse o cobre por este resultado.

CUARTO. El presente acuerdo precisa y sustituye al Acuerdo A/044/2017, aprobado por el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía el 29 de septiembre de 2017.

QUINTO. El presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

SEXTO. Publíquese el presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación, el cual entrará en vigor al día siguiente de su publicación.

SÉPTIMO. Inscribese el presente Acuerdo bajo el número **A/050/2017**, en el registro a que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, incisos a) y e), y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 27 de octubre de 2017.- El Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Luis Guillermo Pineda Bernal, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.