

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía actualiza 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.

RESOLUCIÓN Núm. RES/143/2017

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ACTUALIZA 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 CTCP (la Metodología) que se utiliza para el pago de la energía eléctrica que entregan los permisionarios a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

SEGUNDO. Que el 8 de septiembre de 2015, se publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Secretaría de Energía (la Secretaría) emite las Bases del Mercado Eléctrico (las BME).

TERCERO. Que el 28 de enero de 2016, la Secretaría publicó la resolución que autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, 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.

CUARTO. 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 (el MMECP).

QUINTO. Que el 17 de junio de 2016, el Director de Administración del Mercado del CENACE solicitó a la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión), mediante oficio DG/DAM/054/2016 (el Oficio), lo siguiente:

“ÚNICO: Se actualice la metodología correspondiente a la determinación del CTCP, tomando como base los elementos que se utilizan para calcular el PML del MEM, y el estudio que se agrega al presente como Anexo 1.”

SEXTO. Que en el Oficio el CENACE manifiesta que es conveniente actualizar la metodología que determina el CTCP, considerando los nuevos modelos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es decir, con base en el Precio Marginal Local (PML), ya que esto tendría diferentes beneficios, entre los que destacan:

- i. Mejoraría la eficiencia técnica de los procesos de despacho en el CENACE al tener sólo un modelo para el cálculo de precios;
- ii. Se reducirían los costos en el uso de tecnologías con los que se realizan los cálculos, usando un solo modelo, y
- iii. Se mejoraría la transparencia de precios al evitar potenciales conflictos entre los modelos y señales de precios, que se tienen por un lado por la CFE como Participante del Mercado, y como contraparte de los Contratos de Interconexión Legados.”

SÉPTIMO. Que el Oficio se acompañó de un estudio independiente encargado por el CENACE y elaborado por el entonces Instituto de Investigaciones Eléctricas (actualmente Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias), mismo que forma parte de la presente resolución como Anexo 1, teniéndose aquí como reproducido como sí a la letra se insertase, y que entre otras cosas concluye que:

“El Precio Marginal Local, que se calcula en el Mercado Eléctrico para determinar los pagos por la energía que se inyecta y se extrae de la red eléctrica, corresponde conceptualmente con el CTCP de la metodología aprobada por la CRE en 2002 para la determinación del costo total de corto plazo que se utiliza para el pago de la energía eléctrica que entreguen los permisionarios del Régimen Legado.

El planteamiento del despacho en el Mercado Eléctrico es más completo y moderno, pues considera con más detalle las limitaciones físicas y operativas de las unidades generadoras y los requisitos de Reservas.

La metodología para el despacho y el cálculo de los Precios Marginales Locales está definida con transparencia, en las Bases del Mercado Eléctrico y en el Manual del Mercado de Corto Plazo.

El valor del CTCP que se utiliza para calcular el pago que se hace al permisionario por la energía que entregue al suministrador debe ser igual al Precio Marginal Local (PML) en el Nodo P que corresponde al punto de interconexión del permisionario. Como consecuencia de esto, se lograrán los siguientes beneficios:

Mejorará la eficiencia técnica de los procesos de despacho en el CENACE, al tener sólo un modelo para el cálculo de precios;

Se reducirán los costos por el uso de tecnologías con las que se realizan los cálculos, usando un solo modelo, y

Se evitarán conflictos potenciales, derivados de valores de CTCP y PML numéricamente diferentes, resultado de planteamientos de despacho y de cálculo de costos marginales con diferente alcance y detalle.”

OCTAVO. Que la Asociación Mexicana de Energía, en audiencia con la Comisión y por medio del escrito de 16 de mayo de 2016, ha expresado la conveniencia y acuerdo para que se utilicen los precios del Mercado Mayorista para la adquisición de energía por concepto de excedentes en términos del régimen legado. Lo anterior, toda vez que se trata de dos modelos de optimización que también obtienen precios marginales, tal y como ocurre con el modelo del CTCP, considerando al mismo tiempo que los modelos del mercado abonan a la transparencia y certidumbre de los permisionarios y pueden evitar distorsiones de información al mercado al tener dos modelos diferentes.

NOVENO. Que en alcance al Oficio, el CENACE argumentó que tomando una muestra aleatoria en el tiempo, antes de la entrada en operación del MEM, se hicieron corridas con la metodología del PML para mostrar que, efectivamente, las diferencias numéricas no son en promedio estadísticamente significativas con respecto al CTCP calculado en su momento.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que en términos de lo dispuesto en el Transitorio Décimo, párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica (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 el artículo 2, fracción V, del Reglamento de la LSPEE, definía al CTCP como:

“Artículo 2.- (...)

I. a IV. ...

V. Costo total de corto plazo de la energía eléctrica: Corresponde al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado durante el período de que se trate, incluyendo el costo de los energéticos utilizados, el costo de las externalidades ambientales que se consideren para cada tecnología, de acuerdo con la metodología publicada por la Secretaría y todos los costos variables de operación y mantenimiento en los que dicha planta incurra como resultado de las actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión;

VI. a XXXII. ...

(...)”.

CUARTO. Que la Metodología señala que el cálculo del CTCP, en el punto de interconexión del permisionario, debe incluir, el costo unitario variable de generación de la planta marginal que incluirá el costo de los energéticos utilizados, más el incremento o decremento en el costo por los efectos originados por la transmisión entre la planta marginal y el punto de interconexión del permisionario.

QUINTO. Que la definición y composición del CTCP referida en los Considerandos Tercero y Cuarto son consistentes con el concepto de Precios Marginales Locales de la energía en el punto de interconexión, y los mismos principios han sido históricamente determinados por medio de modelos de optimización que obran en el CENACE, cuyo objetivo es minimizar el costo total de generación de operación del sistema, calculando al mismo tiempo dichos precios marginales locales.

SEXTO. Que la Metodología no transparenta ni señala explícitamente el modelo matemático que se utiliza para calcular el CTCP, sin embargo, implícitamente busca minimizar el costo total de generación de operación del sistema, calculando de manera simultánea dichos precios marginales locales.

SÉPTIMO. Que de conformidad con el artículo 3, fracción XXX, de la LIE y la Base 2.1.100 de las BME, el PML es definido como el precio de la energía eléctrica en un nodo específico del Sistema Eléctrico Nacional en el Modelo Comercial de Mercado para un periodo definido, calculado por el CENACE de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

OCTAVO. Que de conformidad con la base 9.1.9, inciso (a), de las BME, el PML en cada nodo se calculará por medio de un algoritmo para el despacho económico y tendrá tres componentes: i) componente de energía marginal, ii) componente de congestión marginal y iii) componente de pérdidas marginales.

NOVENO. Que los precios marginales a los que se refiere el considerando anterior se calculan por medio de modelos de programación matemática denominados Asignación de Unidades del Mercado de día en Adelanto (AU-MDA) y Despacho Económico con Restricciones de Seguridad Multi-Intervalo (DERS-MI), cuya definición detallada y descripción analítica está contenida, principalmente en los numerales 4.4 y 6.9 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

DÉCIMO. Que si bien el CTCP se concibió en términos de la prestación del servicio público de energía eléctrica prevista por la LSPEE y su Reglamento, y el PML es definido por la LIE y las Bases del Mercado dentro de un mercado basado en costos, al día de hoy, ambos tienen como principio el cálculo de los precios basados en costos marginales locales; sin embargo, el PML tiene mejoras en su formulación y es transparente en la descripción de los modelos matemáticos a que se refiere el Considerando Noveno.

UNDÉCIMO. Que los costos marginales de corto plazo o PML son determinados por los modelos que en el Mercado Eléctrico Mayorista representan, invariablemente, una señal de precio local y temporal. Que éste es consistente 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.

DUODÉCIMO. Que siempre que se tenga como objetivo minimizar el costo total de generación y la definición de los precios marginales como sus componentes de energía, congestión y pérdidas, habrá diferentes modelos matemáticos con diferentes métodos de implementación computacional y técnicas de solución que satisfagan dichos principios.

DECIMOTERCERO. Que cualquier modelo matemático utilizado en el despacho de generación y determinación de precios, su lenguaje de programación, y método de solución están siempre sujetos a mejora continua o necesidad de actualización para garantizar la continuidad de la función que prestan y es en aras de la transparencia que su actualización sea conocida y autorizada.

DECIMOCUARTO. Que además de señalar que el PML que se calcula en el Mercado Eléctrico corresponde conceptualmente con el CTCP, el estudio del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, consideró los modelos de despacho que calculan el CTCP y los algoritmos de despacho del MEM y con esta revisión, confirmó que los precios marginales locales del MEM son consistentes con la Metodología.

DECIMOQUINTO. Que adicionalmente a las ventajas señaladas en el estudio del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias y el CENACE, la Comisión considera que con la actualización de la Metodología se obtendrán los siguientes beneficios:

i. No se mantendrán dos modelos de cálculo de precio, a saber:

1. El utilizado en el CTCP, que sostenía condiciones hipotéticas, y
2. Los modelos que determina el PML, que mantienen condiciones reales.

Por lo que, tan solo utilizar el segundo, resultará más funcional y factible para el MEM.

ii. El modelo del MEM cuenta con un modelado más detallado de las centrales eléctricas, cargas y red de transmisión, por lo que redundarán en una mejora en el despacho y precios marginales que reflejan esta condición.

iii. Es un modelo que está disponible en las BME y el MMECP para todos los Participantes del Mercado y por tanto es transparente, y

iv. El modelo utiliza herramientas computacionales modernas que facilitan el mantenimiento de algoritmos, garantizando mejor continuidad en la determinación de los PML con oportunidad.

DECIMOSEXTO. Que, atendiendo a la solicitud del CENACE la Comisión consideró los elementos técnicos que incluye el estudio del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, los cuales aseguran que, a través de la actualización de la Metodología, se da certeza jurídica a los permisionarios que cuentan con CIL, respetándolos en sus términos, y que durante la vigencia de los mismos no se les perjudicará en el cálculo y pago de la energía. Por ello, la Comisión considera que es procedente la actualización de la Metodología que propone el CENACE en el Oficio.

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 y 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, 2, 6, fracciones I y III, 16, fracción I, 24, fracciones I, II, IV, VI, XVII, XXV y XXVII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión:

RESUELVE

PRIMERO. Se actualiza la Metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo aprobada mediante la resolución RES/156/2002, en lo relativo al modelo matemático utilizado para su cálculo, a efecto de que los valores del Costo Total de Corto Plazo sean los Precios Marginales Locales resultantes de los modelos del Mercado Eléctrico Mayorista.

SEGUNDO. El modelo matemático a utilizar deberá ser el de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad Multi-Intervalo, o cuando los resultados no estén disponibles, deberán ser 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.

TERCERO. Los Precios Marginales Locales deberán ser utilizados para calcular el pago que se hará a los permisionarios a que hace referencia el Transitorio Décimo, párrafo primero, de la Ley de la Industria Eléctrica, manteniendo todas las condiciones sin cambio en los Contratos de Interconexión y los Convenios respectivos. El Precio Marginal Local que deberá utilizarse para calcular el pago, es el que corresponda al Nudo P geográficamente más cercano al punto de interconexión del permisionario.

CUARTO. Con el objeto de impulsar aún más la transparencia en la formación de precios en el MEM, se instruye al CENACE para que en un plazo de treinta días posteriores a la entrada en vigor de la presente resolución, proporcione acceso a la información relativa al algoritmo para el despacho económico y los modelos matemáticos detallados a que se refieren los considerandos Octavo y Noveno, dicho acceso se desarrollará y proporcionará en términos de lo establecido por el Manual del Sistema de Información del Mercado.

QUINTO. El presente acto administrativo solo 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 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, Delegación Benito Juárez, código postal 03930, Ciudad de México.

SEXTO. Publíquese la presente resolución en el Diario Oficial de la Federación.

SÉPTIMO. La presente resolución entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Así lo resolvió el Órgano de Gobierno de esta Comisión, por mayoría de cinco votos a favor y uno en contra del Comisionado Jesús Serrano Landeros, quien formuló "Voto en contra razonado"

OCTAVO. Inscribáse la presente Resolución bajo el número RES/143/2017, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 16 de febrero de 2017.- El Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- El Comisionado, **Marcelino Madrigal Martínez**.- Rúbrica.- El Comisionado, **Luis Guillermo Pineda Bernal**.- Rúbrica.- La Comisionada, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**.- Rúbrica.- El Comisionado, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbrica.- En contra: el Comisionado, **Jesús Serrano Landeros**.- Rúbrica.