

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE - 065

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL, A LOS VEINTICUATRO DÍAS DEL MES DE JUNIO DE DOS MIL VEINTE.

RESULTANDO:

Que mediante Resolución CREE-016 esta Comisión llevó a cabo la aprobación del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus clientes, reglamento que fue publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de abril de 2016.

Que se hace necesario hacer ajustes en los mecanismos que tienen previsto actualmente el reglamento referido, esto con el fin de que el Costo Base de Generación al que se refiere la Ley General de Industria Eléctrica, se ajuste a lo previsto en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que el Costo Base de Generación que se traslada a las tarifas a los usuarios finales de las empresas distribuidoras debe incluir los costos de los contratos suscritos con empresas generadoras. Asimismo, se debe incluir en el Costo Base de Generación un monto que refleje el valor asociado al suministro de la energía eléctrica proveniente de las centrales generadoras propiedad de la ENEE y los costos que resultan de las transacciones que realiza la empresa distribuidora en el Mercado de Oportunidad.

Que el Operador del Sistema es el encargado por ley para calcular y presentar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) el Costo Base de Generación que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios de las distribuidoras,

mismo que hasta recientemente cuenta con la capacidad para hacer este cálculo y presentarlo a la CREE.

Que es recientemente que se ha avanzado en la implementación del Mercado de Oportunidad, incluyendo su conformación, operación y liquidación.

Que los costos antes referidos deben ser parte de la tarifa que cobra la ENEE a los usuarios finales.

Que el área técnica ha preparado las propuestas de modificaciones que se deben adoptar dentro del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales para reflejar los cambios antes referidos.

Que el Directorio de Comisionados ha revisado y ajustado la propuesta elaborada por el área correspondiente.

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el veinte (20) de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el cinco de (5) de junio de 2020, se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene dentro

de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que el Costo Base de Generación que deberá calcular el Operador del Sistema para ser trasladado a las tarifas deberá incluir los costos de los contratos de compra de potencia y energía suscritos por la distribuidora.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-076-2020 del 24 de junio de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1, 3 primer párrafo, literal F romano III, I, 8, 21 literal A, romano I y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar la modificación de los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales

aprobado mediante Resolución CREE-016 y publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de abril de 2016, los cuales se leerán como a continuación se indica:

“Artículo 16. El Operador del Sistema (ODS) calculará y propondrá a la CREE a finales del mes de noviembre de cada año el Costo Base de Generación de la ENEE previsto para los doce (12) meses del año siguiente. Con la información recibida del ODS, la CREE revisará y aprobará el Costo Base de Generación. La CREE podrá solicitar al ODS las aclaraciones o cambios que considere necesarios y el ODS deberá, según corresponda, responder y hacer los ajustes pertinentes en un plazo de cinco (5) días. Una vez recibida dicha información, la CREE dispondrá de diez (10) días hábiles para aprobar el Costo Base de Generación en caso de que proceda.

El ODS calculará el Costo Base de Generación (expresado en dólares de los Estados Unidos de América) previsto para los doce (12) meses del año t con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo disponible a fines de noviembre del año $t-1$ y de la información de los contratos suscritos, vigentes y en ejecución por la ENEE, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CBG_{t,m} = \sum_{v=mt}^{v=230} \sum_{h=1}^{h=3} CBE_{t,m,v,h} + CBP_{t,m}$$

Donde:

$CBG_{t,m}$ es el Costo Base de Generación previsto para el año t mes m .

$CBE_{t,m,v,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el año t mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h .

$CBP_{t,m}$ es el Costo Base de Potencia previsto para el año t mes m .

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía.

v es el nivel de tensión.

mt es media tensión.

Artículo 17. El Costo Base de Energía se calculará en cada nivel de tensión y por bloques horarios para su traslado a tarifas. Los costos en cada nivel de tensión, desglosado por bloques horarios de energía se calcularán con base en la generación prevista y los costos marginales resultantes del modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo calculado por el Operador del Sistema de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación del Sistema

y Administración del Mercado Mayorista y de los precios de los contratos registrados, de acuerdo con lo que se establece en este Reglamento.

El Costo Base de Energía se compone del costo total de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad. El costo previsto de energía en los contratos transferibles a tarifas en cada nivel de tensión v , por bloque horario h se compone del costo de Contratos Tipo A (CTA) y del costo de Contratos Tipo B (CTB).

Los Contratos Tipo A son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Para

los Contratos Tipo A, el costo de compra de la energía prevista se valora al precio establecido en dichos contratos.

Los Contratos Tipo B son aquellos contratos que suscriban la o las Empresas Distribución que resulten de la escisión de la ENEE (ENEE-Distribución) con la o las Empresas de Generación resultantes del mismo proceso (ENEE-Generación). Para los Contratos Tipo B se tomará en cuenta el costo estándar determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales.

Por otro lado, el costo de energía previsto en el mercado de oportunidad se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de la misma y del costo marginal horario.

$$CBE_{t,m,v,h} = \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,t,m,v,h} * PECTA_{j,t,m,v,h}) + \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,t,m,v,h} * CET_t) + EPO_{t,m,v,h} * CM_{t,m,v,h}$$

Donde:

$CBE_{t,m,v,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h . [USD]

$EPCTA_{j,t,m,v,h}$ es la cantidad de energía prevista para el CTA_j para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h . [MWh]

$PECTA_{j,t,m,v,h}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el año t en el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) en el nivel de tensión v y bloque horario h . [USD/MWh]

$EPCTB_{j,t,m,v,h}$ es la energía prevista en el CTB_j para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h . [MWh]

CET_t es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para el año t . [USD/MWh]

$EPO_{t,m,v,h}$ es la compra prevista de energía en el mercado de oportunidad para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h . [MWh]

$CM_{t,m,v,h}$ es costo marginal (costo en el nodo de conexión previsto en la planificación del ODS) para el año t en el mes m en el nivel de tensión v y bloque horario h . [USD/MWh]

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

El Costo Base de Potencia (CBP) se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de las compras previstas de potencia firme en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme.

El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia firme

por medio de Contratos Tipo A y Contratos Tipo B. En lo que respecta a los desvíos de potencia firme, el ODS calculará a fines de cada mes e informará a la CREE el costo de los desvíos de potencia firme, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

$$CBP_{t,m} = \sum_{j=1}^n (QPCTA_{j,t,m} * PPCTA_{j,t,m}) + \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,t,m} * PRP_t) + CDP_{t,m}$$

Donde:

$CBP_{t,m}$ es el Costo Base de Potencia previsto durante el mes m del año t . [USD]

$QPCTA_{j,t,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme para el CTA_j durante el mes m del año t . [MW]

$PPCTA_{j,t,m}$ es el precio previsto de la potencia firme para el CTA_j durante el mes m del año t ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. [USD/MW]

$QPCTB_{j,t,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes m del año t . [MW]

PRP_t es el Precio de Referencia de la Potencia establecido por la CREE para el año t . [USD/MW]

$CDP_{t,m}$ es el costo del desvío de potencia firme durante el mes m del año t . [USD]

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

Artículo 18. Para cada período de ajuste, el precio de la energía será calculado como la suma de los CBE mensuales previstos correspondientes a dicho período dividido por la energía prevista para ese período y el precio de la potencia será calculado como la suma de los CBP mensuales previstos correspondientes a dicho período dividido por la potencia prevista para ese período.

Los cuatro precios así determinados para la generación por cada nivel de tensión -un precio de potencia y tres precios de energía diferenciados por bloque horario, - serán puntos de partida para la imputación de costos tanto para la energía como para la potencia máxima a la salida de los módulos de red. Estos precios se ajustarán en forma trimestral de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Al completar la liquidación mensual, el ODS enviará a la CREE el documento de transacciones económicas realizadas en el mes anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme. Además, el ODS enviará a la ENEE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad) y, costo de potencia firme (contratos y desvíos) y calculará la diferencia entre el costo real del mes y el costo total de generación que fue autorizado para trasladar a tarifas de la ENEE en ese mismo mes.
2. La CREE revisará la información recibida y podrá requerir aclaraciones o información adicional. Con base en dicha información la CREE calculará para cada nivel de tensión y bloques horarios correspondientes

lo siguiente: el costo real de la generación de cada mes, la diferencia acumulada y con esto, el precio de generación para el período de ajuste p . La comparación del costo real de generación con el costo previsto dará como resultado una diferencia para cada mes, cuya suma algebraica dará como resultado una diferencia acumulada para el período de ajuste correspondiente, la cual será dividida por la demanda de energía/potencia prevista para los próximos tres meses.

3. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral $p-1$ se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados

en el ajuste $p-1$, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p , los cuales deben ser divididos por la demanda de energía/potencia prevista para este último período. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el ODS y aprobados por la CREE.

4. La CREE realizará la suma algebraica entre el precio de generación previsto para el período p , la diferencia acumulada descrita en el inciso 2 y -si aplica- otros ajustes solicitados por el ODS. De manera que la CREE realizará el ajuste tarifario de la siguiente forma:

$$P_p = PP_p + \frac{CGR_{p-1} - CGP_{p-1} + OA_p}{EP_p}$$

Donde:

P_p es el precio de generación para el periodo de ajuste p . [USD/MWh o USD/MW]

PP_p es el precio de generación previsto para el periodo de ajuste p . [USD/MWh o USD/MW]

CGR_{p-1} es el costo de generación real para el periodo de ajuste $p-1$. [USD]

CGP_{p-1} es el costo de generación previsto para el periodo ajuste $p-1$. [USD]

EP_p es la energía prevista para el periodo ajuste p , entendiéndose que para el caso del precio de la potencia éste será dividido por la potencia prevista para el periodo de ajuste p . [MWh o MW]

OA_p Otros ajustes solicitados por ODS y aprobados por la CREE para el periodo ajuste p . [USD]

Para cada ajuste trimestral, el cálculo tarifario y CBG se presentarán en dólares de los Estados Unidos de América y se expresarán en Lempiras al tipo de cambio del día anterior a la fecha de aprobación.”

SEGUNDO: Confirmar en todas y cada una de sus demás partes el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales aprobado por esta Comisión.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General de la CREE que comunique y remita a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica el presente acuerdo y los documentos que por el mismo se aprueban, a efecto de que la misma aplique tales disposiciones en los análisis tarifarios que le corresponden.

CUARTO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

QUINTO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas de la CREE para que procedan a publicar el presente acto administrativo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

SEXTO: Publíquese y Comuníquese.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA