

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No.7485-Elec

Panamá, 20 de junio de 2014

“Por la cual se modifica el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.”

LA ADMINISTRADORA GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, , esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
4. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I del RDC, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
5. Que mediante Resolución AN No.7322-Elec de 30 de abril de 2014, se aprobó la celebración de una Audiencia Pública para considerar la propuesta de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización vigente, y que dicha consulta pública se llevó a cabo del 6 al 21 de mayo de 2014;
6. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, esta Entidad recibió los comentarios de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y de Elektra Noreste, S.A. (ENSA), los cuales se analizan a continuación:

6.1.Comentario a los Artículos 57 y 106

ENSA solicita que en adición a los elementos incorporados en el costo de generación por restricciones, sean incluidos otros sobrecostos no imputables a la gestión eficiente de la distribuidora, tales como:

- Los sobrecostos por la compra de potencia y energía en el mercado ocasional de los contratos cuya terminación o suspensión hayan sido debidamente autorizados por la ASEP (como por ejemplo, el caso reciente de Térmica del Caribe y Pan-Am).

- Los sobrecostos por la compra de potencia para reserva de confiabilidad determinado por ETESA. Esto se aplicaría solo cuando la empresa mantenga al 100% contratado su Demanda Máxima por Generación (DMG), incluyendo el porcentaje por confiabilidad.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La ASEP ha analizado lo planteado y considera que dada la situación coyuntural por la que atraviesa el sector eléctrico, debido a la acumulación de varios factores, como el atraso de algunos proyectos, baja hidrología y daños en plantas térmicas, en efecto han incrementado los costos de generación, por lo que solamente se acepta incorporar los sobrecostos de energía mencionados; la asignación de la potencia de contratos cancelados o suspendidos por la reserva de confiabilidad, normalmente genera una disminución en el costo.

Respecto a los sobrecostos por potencia para reserva de confiabilidad, no se puede aceptar, ya que su tratamiento está establecido en los reglamentos; y la modificación planteada tiene como objetivo evitar sobrecostos a la empresa distribuidora, cuando sean por causas de restricciones o por problemas de desconstratación. En el artículo propuesto se está contemplando estos casos.

6.2.Comentario al Artículo 57

EDEMET y EDECHI señalan que al componente de costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT), se deben incorporar los siguientes costos:

- Cargos por transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- Costos por Reserva de Confiabilidad.
- Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing.
- Costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La propuesta de EDEMET y EDECHI no se acepta, toda vez que los cargos relacionados al MER y a la transmisión no obedecen a situaciones atípicas, como lo es el incumplimiento de contratos.

6.3.Comentario al Artículo 106

EDEMET y EDECHI señalan que el costo de generación extra por restricciones se debe llamar costo de generación extra por restricciones y otros, y además debe incorporar los siguientes costos:

- Cargos por transacciones en el MER, que mensualmente se presentan en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER).
- Costos adicionales producto de incorporar a la Demanda Máxima de Generación la Reserva de Confiabilidad.
- Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing.
- Costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos EDEMET – EDECHI, cuyas enmiendas han sido aprobadas por la ASEP.

Indican que los costos del MER no deben formar parte de los costos utilizados para la valoración de las Pérdidas No Reconocidas, ya que en la actualidad los Agentes Distribuidores no están habilitados a participar en el MER. Señalan que además, se ha incorporado a los costos del MER un cargo denominado Cargo Complementario Línea SIEPAC, mediante el cual se le traslada a los clientes finales un costo por una

línea que no se encuentra operando y no se tiene una visión clara de cuando pueda entrar en operación comercial.

En cuanto a los costos adicionales producto de incorporar a la Demanda Máxima de Generación la Reserva de Confiabilidad, los recientes acontecimientos han demostrado, que a pesar que se incluye esta reserva en la Demanda Máxima, y es pagada a los generadores, ya sea a través de la potencia firme contratada o por la reserva de largo plazo, la realidad es que el sistema de generación tiene problemas para garantizar el suministro de energía. En ese sentido, es un costo para reserva y garantía de suministro, que al igual que los otros indicados va orientado a evitar racionamiento en el sistema.

EDEMET y EDECHI solicitan que los costos asociados a proyectos realizados mediante el mecanismo de Leasing, y/o aquellos que sean asignados sólo a la demanda, como es el caso de la Tercera Línea de Transmisión, prevista a iniciar operación comercial en el periodo 2016 y 2017 de acuerdo al Pliego de Transmisión Vigente, sean excluidos del cálculo para valorar las Pérdidas No Reconocidas, siendo que los Agentes Consumidores no son los únicos que tendrán acceso a dichos proyectos una vez concluidos.

En cuanto a los costos de compra, por causas de los generadores que incumplen los contratos o los sobrecostos por empresas que se declaran en quiebra, o que por fuerza mayor y caso fortuito suspenden el contrato, o contratos que nunca entraron en vigencia, debido a que las plantas no fueron construidas, solicitan que sean excluidos del cálculo de las Pérdidas No Reconocidas, ya que las empresas de distribución tienen su demanda y energía contratada y por razones ajenas a ellas, el suministro de energía no entra en el plazo establecido en el contrato.

EDEMET y EDECHI señalan que hace falta indicar en la definición del componente de $GPM_p^{CR-BASE}$, que el mismo corresponde al semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compra.

EDEMET y EDECHI solicitan que en el artículo 106 todos los cálculos se hagan en términos totales, sin hacer la desagregación de punta y fuera de punta. Consideran que esta clasificación de punta y fuera de punta no tiene relación con los costos del sistema, ya que no hay diferenciación entre los costos de generación en punta y fuera de punta, ni los contratos tienen precios diferentes. Señalan que los resultados son los mismos, y se simplifica todo el proceso de cálculo.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Con relación a la modificación, solicitada por EDEMET y EDECHI, con respecto al nombre del costo de generación extra por restricciones y a los costos adicionales, la propuesta no se acepta, toda vez que los cargos relacionados al MER y a la transmisión no obedecen a situaciones atípicas o restrictivas, sino que se deben a la metodología establecida en los reglamentos respectivos. Cabe indicar además, que la línea de interconexión SIEPAC se encuentra en operación.

En el caso de los sobre costos por compra de potencia para reserva de confiabilidad, reiteramos que no corresponde incluirlos, ya que de darse contrataciones de potencia específicas para resolver problemas de restricciones, estarían contempladas en la forma como está redactado el artículo.

El subíndice p del componente $GPM_p^{CR-BASE}$ indica que el mismo se trata del componente para el semestre p, no obstante, se agregará en la definición que el mismo corresponde al semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compra.

El artículo 106 se ha modificado en cuanto al desarrollo del procedimiento de actualización tarifaria de los cargos de generación, en el sentido de simplificar los cálculos para actualizar los cargos utilizando el costo de generación total y luego

ajustar los correspondientes a las horas de punta y a las horas fuera de punta en base a una proporcionalidad. La modificación planteada se incluirá en el RDC para que se inicie su aplicación a partir del 1 de julio de 2014.

No obstante, esta Autoridad ha evaluado las observaciones en cuanto a que los contratos de energía tal y como se han realizado por lo general no tienen el costo segregado, y que en el caso de establecer nuevas tarifas horarias se buscarían alternativas para estructurarlas de forma que no requieran tener una diferenciación de este tipo. No obstante, es preciso mantener la segregación de los cargos de punta y fuera de punta hasta tanto se modifique el pliego tarifario vigente.

Con ese propósito la ASEP hará una revisión integral de los artículos del Régimen Tarifario que corresponden al establecimiento de la estructura tarifaria, para utilizar los costos de generación totales sin segregar en punta y fuera de punta.

6.4.Comentario al componente de costos autoabastecimiento

EDEMET y EDECHI solicitan que la ASEP establezca que los costos de autoabastecimiento se considerarán dentro del semestre “p”, son los costos reales que se pagaron a los clientes por este rubro; y los mismos no tendrán que esperar a que se conviertan en p-2 para su reconocimiento.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Este costo forma parte de los costos de generación que se permitirá trasladar a la tarifa según el semestre en el que se imputen los costos, al igual que el resto de los costos reales de la distribuidora. En caso de que se prevean costos de autoabastecimiento para un semestre futuro se deben incorporar en las previsiones.

6.5.Comentario sobre Costos de Generación por Restricciones:

EDEMET y EDECHI solicitan que confirme que tanto para el cálculo del costo de generación por restricciones, como para el cálculo del precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones (real o pronosticado), se utilice las Ventas (real o pronóstico) (kWh) de la distribuidora a los clientes.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Se confirma que lo interpretado por EDEMET y EDECHI es correcto.

6.6.Comentario a los artículos 126 y 128

EDEMET y EDECHI solicitan a la ASEP aplicar el Ajuste Parcial Mensual por Cargos de Variación de Combustible, en los plazos que se han establecido en el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización.

Señalan que el propósito principal planteado con esta modificación entre otras cosas, era la de estabilizar las tarifas que se aplican semestralmente a los clientes regulados, buscando atender el efecto y/o las variaciones del costo del combustible que inciden directamente en las tarifas del servicio de energía eléctrica que se aplican a los clientes.

A partir del mes de agosto de 2010, estas variaciones mensuales no están siendo aplicadas a los clientes regulados de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Distribución.

Plantean que las medidas adoptadas por la ASEP, con la no aplicación de los cargos por variación de combustible, están afectando seriamente las finanzas de las empresas distribuidoras, toda vez que su recuperación puede tomar seis meses después de lo que corresponde.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Mediante la Resolución de Gabinete No.64 de 26 de junio de 2012, el Estado aprobó un mecanismo de compensación a las empresas distribuidoras de la energía eléctrica, por los montos dejados de percibir a través de las actualizaciones tarifarias semestrales y mensuales (parciales) de energía eléctrica, mediante pagos del Fondo de Compensación Energética (FACE).

La mencionada Resolución de Gabinete No.64 de 26 de junio de 2012, estableció que los resultados de la actualización mensual (parcial), una vez revisados y validados por la ASEP se notifican al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), como Fideicomitante de FACE; y una vez finalizado el semestre, la ASEP remitirá a dicho Ministerio el informe semestral, el cual contendrá los resultados de las actualizaciones tarifarias mensuales para determinar si existen sobrecostos por compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica o un excedente.

ASEP respeta lo establecido mediante el Régimen Tarifario aprobado; y dispone una redistribución distinta con la forma de recuperar el cargo variable por combustible (CVC), según lo establecido por la Resolución de Gabinete No. 64 de 26 de junio de 2012, que es determinada al concluir cada periodo semestral.

6.7.Comentario a la fecha de entrada en vigencia de la modificación

ENSA solicita que la modificación aprobada sea efectiva a partir del mes de enero del 2014, ya que para esta empresa los sobrecostos tienen mayor impacto en el primer semestre en relación con el segundo semestre.

Señalan que la empresa se ha visto afectada por este concepto desde el mes de noviembre de 2013. En este sentido, consideran que los sobrecostos de generación impacten en el costo de la pérdida de energía no reconocida al mes de abril en alrededor de B/.2.8 millones y esperan que al mes de junio esto aumente a B/.4.6 millones, mientras que la propuesta de la ASEP sólo permite recuperar el 38% del impacto que han tenido dichos sobrecostos en el costo de las pérdidas de energía no reconocida, que al mes de junio, y de ser retroactivo, recuperarían \$1.7 de \$4.2 MM.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Respecto a la petición de ENSA, relativa a la vigencia de las modificaciones a partir del mes de enero de 2014 debido a que durante este semestre los sobrecostos tienen mayor impacto, debemos advertir que el artículo 48 de la Constitución Política claramente establece que “las leyes no tienen efecto retroactivo, excepto las de orden público o de interés social cuando en ellas así se exprese.”, entendiendo que la referida norma constitucional se refiere a leyes en el sentido material, por lo que se incluyen los actos administrativos. Por consiguiente, no es factible que la modificación al Régimen Tarifario sea aplicable a partir de enero de 2014, debido a que esta norma no es de orden público o de interés social.

En consecuencia, la modificación propuesta estará vigente a partir del 1 de julio de 2014 y la misma no permite retroactividad en su aplicación.

Cabe agregar que la empresa distribuidora ha solicitado mediante la Nota DME-093-14 fechada 21 de febrero de 2014, con base en el artículo 95 de la Ley 6 de 1997, una revisión extraordinaria en las fórmulas tarifarias, alegando que han ocurrido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas. Esta solicitud se encuentra en evaluación y en el evento de que proceda, se emitirá el acto administrativo correspondiente a fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 6 de 1997.

7. Que en atención a que la actividad de distribución de energía eléctrica es regulada y dado el interés social involucrado en la misma, ya que se trata de la prestación de un servicio público, es deber de la ASEP realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la Ley de su creación y de las Leyes Sectoriales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el **ANEXO A** de la presente Resolución y, que forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que contenga los cambios aprobados a través de la presente resolución.

TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir del 1 de julio de 2014.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO
Administradora General