

Señores
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Planta Baja,
Dirección Nacional de Atención al Usuario de la
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

DIR-SJ-065-14
21 de mayo de 2014

Ref. Comentarios a la Audiencia Pública No.004-14 para considerar la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica: Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Estimados señores: A continuación presentamos nuestros comentarios y consideraciones a la Norma contenida en el Anexo A. de la **Resolución AN No. 7322-Elec del 30 de abril de 2014:**

Comentario Inicial:

A través de esta propuesta de modificación, la ASEP busca, entre otras cosas, modificar en los artículos 57 y 106, las fórmulas para el cálculo del costo permitido de generación, con el objeto que las medidas adoptadas por esta Autoridad Reguladora, relacionadas a medidas de emergencia o de mitigación (cuya finalidad es evitar medidas de racionamiento), no afecten el costo de las pérdidas asumido por las empresas distribuidoras para lo cual ha establecido puntualmente los costos que determina como costos extraordinarios o por restricciones. No obstante, existen **otros costos** que igualmente afectan a la empresas distribuidoras por restricciones del mercado y que deben ser igualmente consideradas en forma que no afecten el costo de las pérdidas asumido por las empresas distribuidoras. Tales costos son:

1) Cargos por transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Las transacciones en el MER, que mensualmente se presentan en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), no deben formar parte de los costos utilizados para la valoración de las Pérdidas No Reconocidas. Lo anterior tiene como sustento que en la actualidad los Agentes Distribuidores no están habilitados a participar en el MER. Adicional, como se indican en los documentos que respaldan la liquidación mensual presentada por el EOR, los costos asociados a la actividad del MER son asignados en función de la Energía consumida por cada agente en el Mercado Nacional, lo que es contradictorio, siendo que los Agentes Distribuidores no tienen forma de participar en dicho mercado. Peor aún, es que se han incorporado a los costos del MER, mediante 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 operativa y no se tiene una visión clara de cuando pueda entrar en operación comercial, pero que cómo ha ocurrido con el MER, sabemos que no tendremos como Agentes

Distribuidores la posibilidad de participar en dicho mercado. Este Cargo Complementario Línea SIEPAC representa más del 70% del total de la factura pagada al MER.

2) Costos por Reserva de Confiabilidad

Los Costos adicionales producto de incorporar a la Demanda Máxima de Generación la Reserva de Confiabilidad no deben formar parte de los costos considerados en la valoración de las Pérdidas No Reconocidas. La razón de esta solicitud, es que este costo está asociado a incrementar la demanda máxima de las distribuidoras para darle confiabilidad al sistema, y evitar faltantes de potencia y energía en el sistema. Sin embargo, 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 en esta Resolución va orientado a evitar racionamiento en el sistema.

3) Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing

Conforme a los cambios propuesto al Pliego de Transmisión resolución AN No. 6296 Elec., 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. Estamos concientes que en un mercado eléctrico, todos los costos son pagados por la demanda, y entendemos la política regulatoria en este aspecto, lo que solicitamos es que estos cambios de asignación de costos no repercutan en las empresas de distribución, en los costos de las pérdidas no reconocidas.

4) Mayores costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos. Esto incluye lo siguiente:

- Los sobrecostos por Enmiendas aprobadas por la ASEP, en los que se alteren cláusulas sensitivas de los contratos firmados con los diferentes agentes del mercado, como lo son las que hacen referencia a precio, cantidad de energía o potencia, fecha de inicio de suministro; solicitamos que sean ser excluidos del cálculo de las Pérdidas No Reconocidas. La razón de esta consideración es 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. Por lo tanto, no es justo castigar a las empresas que por el incumplimiento de un generador, tiene que comprar energía en el mercado ocasional a precios superiores, con respecto a los contratados.

- 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, por que las plantas no fueron construidas.

En vista de la necesidad de inclusión de estos costos, se deberán modificar todos los puntos de la propuesta de modificación presentada a través de la Resolución AN No. 7322-Elec, que hacen referencia a los costos extraordinarios o por restricciones que estén relacionados con la mitigación del riesgo de abastecimiento y se deberán considerar los costos nuevos extra anteriormente indicados.

Comentario sobre Costos de Autoabastecimientos:

La activación del Reglamento de Autogeneración por lo general se ha requerido entre los meses de abril, mayo y junio de los últimos años, por lo que los costos de autoabastecimiento serán generados y pagados por las distribuidoras durante el semestre Enero-Junio. Por lo que necesitamos que la ASEP establezca dentro de la Propuesta del Régimen Tarifario que los costos de autoabastecimiento se estarán considerando para el semestre “p” son los costos reales que se pagaron a los clientes por este rubro y no se tendrán que esperar a que se conviertan en p-2 para su reconocimiento.

Comentario sobre Costos de Generación por Restricciones:

En la propuesta se indica que el costo de generación por restricciones se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones (real o pronosticado) para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, por lo que este precio promedio monómico se multiplica por las Ventas (real o pronóstico) (kWh) de la distribuidora a los clientes.

Posteriormente se indica que ese precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones resulta de la división del costo de generación (real o pronóstico) por restricciones entre la suma de ventas (real o pronóstico) (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre (real o pronóstico), incluyendo el alumbrado público.

De estas dos fórmulas se puede observar que los valores de ventas a utilizar son las mismas para ambos casos por lo que definir los costos de generación por restricciones termina siendo la sumatoria de cada uno de estos costos. En vista de lo anterior, le solicitamos nos confirme que esta es la intención de la ASEP al mantener ambos niveles de energía indicados.

Comentario a modificación del Artículo 106 para el Procedimiento de Actualización Tarifaria de los cargos de generación.

La propuesta de modificación al Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización en el artículo 106 debe considerar que todos los cálculos se hagan en términos totales, sin hacer la desagregación de punta y fuera de punta. Toda vez 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. Los contratos tampoco tienen precios de

punta y fuera de punta. Creemos que los resultados son los mismos, y se simplifica todo el proceso de cálculo.

Para esto se deberá calcular un precio monómico ponderado total que considere todos los costos de generación por potencia, energía y servicios auxiliares eliminando los costos extraordinarios de emergencia y o de mitigación de riesgo de desabastecimiento entre la energía comprada total del sistema y dividida entre las ventas de energía total.

A este costo de generación permitido se le agregan todos los costos extraordinarios de emergencia y o de mitigación de riesgo de desabastecimiento que serán considerados en la actualización tarifaria comparado con los ingresos por ventas totales obtenidos.

A partir de esta diferencia se actualizarán los cargos de generación.

Comentario sobre Actualización Parcial Mensual:

En referencia al artículo 126 que considera el acápite sobre la Actualización Parcial Mensual en la cual se establece un cargo por Variación de Combustible, tenemos a bien indicarle lo siguiente:

- 1) Mediante la Resolución AN No.652-Elec de 13 de febrero de 2007, se incorporó al Título IV del Reglamento de Distribución, la sección IV.6.14 denominada "Actualización Parcial Mensual, el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional. Este cargo se debe calcular mensualmente, conforme a los principios establecidos en la referida Sección IV.6.12
- 2) 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.
- 3) 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.

Como bien podrá observar, los resultados de los últimos años de los cálculos de la actualización mensual parcial reflejan constantemente los incrementos por efectos de mayores compras de energía en el mercado ocasional a un precio más alto lo que resultan en valores positivos que las empresas distribuidoras debemos recuperar mensualmente.

Estas 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.

Debemos recordar que las empresas distribuidoras recibimos de parte del CND el Documento de Transacciones Económicas a más tardar los 5 días hábiles posteriores a la finalización de cada mes y las facturas de las empresas generadoras las cuales son canceladas a través del Banco de Gestión y Cobranza en un plazo de no más de 30 días, por lo que la actualización parcial mensual del cargos por variación de combustible si bien no consideraba el recobro total por los costos de abastecimiento, sí contribuía a que mensualmente con un desfase de 2 meses las empresas distribuidoras recuperásemos una porción de estos costos a los cuales les debemos hacer frente inmediatamente. Así como los generadores y ETESA reciben su pago mensualmente, es necesario que las distribuidoras también reciban su pago lo antes posible, de lo contrario, como ya mencionamos, la capacidad de endeudamiento de las empresas

distribuidoras se estará copando a los límites establecidos en los contratos con las entidades bancarias.

En vista de lo anterior, le solicitamos 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.

Modificaciones Propuestas en base a Comentarios Presentados:

(página 24 de 45 de la propuesta)

La definición de $GPM_p^{CR-BASE}$, hace falta indicar que corresponde en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compra.

En vista de la necesidad de inclusión de estos costos, se deberán modificar todos los puntos de la propuesta de modificación presentada a través de la Resolución AN No. 7322-Elec, que hacen referencia a los costos extraordinarios o por restricciones que estén relacionados con la mitigación del riesgo de abastecimiento y se deberán considerar los costos nuevos extra anteriormente indicados.

Propuesta Debe decir:

Artículo 57: Determinación del componente de costo de generación:

b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.

(iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.

(iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:

(iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.

(iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.

(iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

(iv.1.4) Cargos por transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

(iv.1.5) Costos por Reserva de Confiabilidad.

(iv.1.6) Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing.

(iv.1.7) Costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos.

(iv.2) El componente de costo por energía por restricciones resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{Total}$.

Propuesta Debe decir:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

(página 27 de 45 de Anexo A)

El costo de generación extra por restricciones y otros ($CGR_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
4. Cargos por transacciones en el MER, que mensualmente se presentan en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER).
5. Costos adicionales producto de incorporar a la Demanda Máxima de Generación la Reserva de Confiabilidad.
6. Cargos Futuros por Nuevas Líneas de Transmisión y Proyectos Bajo el Mecanismo de Leasing: Conforme a los cambios propuesto al Pliego de Transmisión resolución AN No. 6296 Elec., 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.
7. Costos de compras, por causas de los generadores que incumplen los contratos EDEMET – EDECHI: Los sobrecostos por Enmiendas aprobadas por la ASEP, en los que se alteren cláusulas sensitivas de los contratos firmados con los diferentes agentes del mercado, como lo son las que hacen referencia a precio, cantidad de energía o potencia, fecha de inicio de suministro.

El costo de generación por restricciones ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = Mon\acute{o}mico_GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado mon\acute{o}mico de generaci3n por restricciones (*Mon\acute{o}mico_GR_p*) resulta de la divisi3n del costo de generaci3n por restricciones pronosticado entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado P\fablico.

$$Mon\acute{o}mico_GR_p = \frac{\sum_6^1 Costos\ de\ Generaci3n\ Extra\ por\ Restricciones\ y\ otros}{VE_p}$$

.....

(*pagina 31 de 45 de Anexo A*)

El costo de generaci3n por restricciones (*CGRR_{p-2}^C*) se calcula utilizando el precio promedio ponderado mon\acute{o}mico del costo de generaci3n por restricciones real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_{p-2}^C = Mon\acute{o}mico_GRR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado mon\acute{o}mico de generaci3n por restricciones (*Mon\acute{o}mico_GRR_{p-2}*) resulta de la divisi3n del costo de generaci3n real por restricciones entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado P\fablico.

$$Mon\acute{o}mico_GRR_{p-2} = \frac{\sum_6^1 Costos\ de\ Generaci3n\ Real\ Extra\ por\ Restricciones\ y\ otros\ p - 2}{VR_{p-2}}$$

Quedamos a su disposici3n,

Cinthya Camargo Saavedra
Representante Legal