

ANDEG-034-2024

Bogotá D.C., Marzo 14 de 2024

Doctora
Yulieth Porras Osorio
Presidente
CODISGEN
Ciudad

Asunto: Aspectos conceptuales del tratamiento regulatorio de las pérdidas de energía en el SIN

Respetada Doctora Porras:

Desde ANDEG queremos agradecerles por los espacios que se han dado de discusión en el marco de la mesa del Comité Intergremial del Atlántico, así como los espacios de conversación llevados a cabo en el marco de los foros sectoriales, en donde CODISGEN ha venido planteando propuestas sobre oportunidades de mejora en la estructura tarifaria del mercado de energía, dada la coyuntura de tarifas de energía en la Costa Caribe.

Para ANDEG es fundamental lograr avanzar en discusiones que aseguren la adecuada remuneración del servicio y también la sostenibilidad del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia.

En el contexto anterior, hemos observado que se han planteado algunos aspectos relacionados con el tratamiento de las pérdidas de energía, con lo que, queremos poner en contexto el desarrollo regulatorio de las pérdidas de energía y cómo éstas se reflejan en la estructura tarifaria, a partir de lo definido en el costo unitario de prestación del servicio establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, y en el marco de las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

1. Las pérdidas de electricidad en sistemas eléctricos

Las pérdidas eléctricas corresponden a la energía que se transforma en otras formas de energía por su paso por las líneas de transmisión, transformadores, y redes de distribución hasta su consumo por parte de la demanda. Las pérdidas de energía eléctrica se llevan a cabo, esquemáticamente, de la siguiente manera:

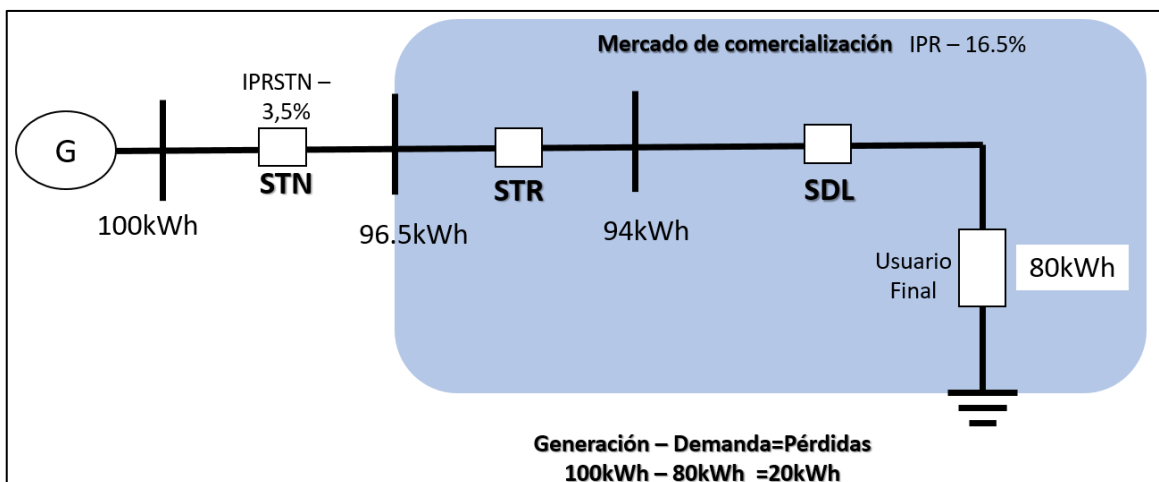


Figura 1. Ejemplo esquemático de las pérdidas de energía eléctrica

De acuerdo a la figura 1, en el proceso de generación se produce cierta cantidad de energía eléctrica que se inyecta a la red eléctrica, la cual, en un sistema ideal, debería coincidir con la energía que se extrae al final de la línea, sin embargo, la energía eléctrica se va perdiendo a través de los conductores del sistema eléctrico, debido a la oposición de los materiales al paso de la corriente eléctrica y la inducción de campos eléctricos y magnéticos contrarios al flujo de la corriente, y por ello, no se tiene igual cantidad de energía en la entrega al usuario final.

En adición, para el caso colombiano, una forma en que los costos asociados a esta energía que se disipa en los diferentes sistemas eléctricos del STN, STR y SDL se puedan obtener es mediante el componente Pr del CU¹. Y en particular, al tener un sistema uninodal², la energía producida debe llevarse al nivel del Sistema de Transmisión Nacional-STN y de ahí, se lleva a cada mercado de comercialización, en donde los índices de pérdidas son exclusivos de cada red eléctrica del respectivo mercado de comercialización.

Lo anterior, se refleja en la Resolución CREG 119 de 2007, y los términos se desarrollan en las Resoluciones CREG 172 de 2011 y finalmente en el Capítulo 7 de la Res. CREG 015 de 2018, en la expresión que se presenta a continuación:

$$PR_{m,n,j} = \left(\frac{G_{m,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPR_{m,j}}{V_{m,j}} \right)$$

Figura 2. Fórmula del PR³

¹ No se hace referencia al tercer componente, el CPROG, que depende de los mercados de comercialización en donde se estén ejecutando.

² Sistema Uninodal: En un sistema ideal que incorpora una red de transmisión sin límites de capacidad de transmisión, en donde se asume toda la oferta y demanda se encuentra en único punto o barra, por tanto, el costo de satisfacer una unidad adicional de energía en cualquier parte del sistema es el mismo.

³ Tomado de la Resolución CREG 119 de 2007

La expresión dada en la figura 2 contempla 3 componentes, y los índices IPR e IPRSTN están delimitados, el primero, al mercado de comercialización atendido, y el segundo, a las pérdidas a nivel nacional por el STN. Del IPR, al ser dependiente del mercado de comercialización, y, en consecuencia, al comercializador asociado al distribuidor que recauda (por ello, el valor de pérdidas aumenta en función de los índices de pérdidas asociadas al nivel de tensión, y en segundo lugar, acorde al volumen de energía o de la demanda, que se refleja en el denominador del mercado de comercialización atendido), observamos que Air-E y Afinia tienen pérdidas superiores al 20%, como se muestra en la Figura 3.

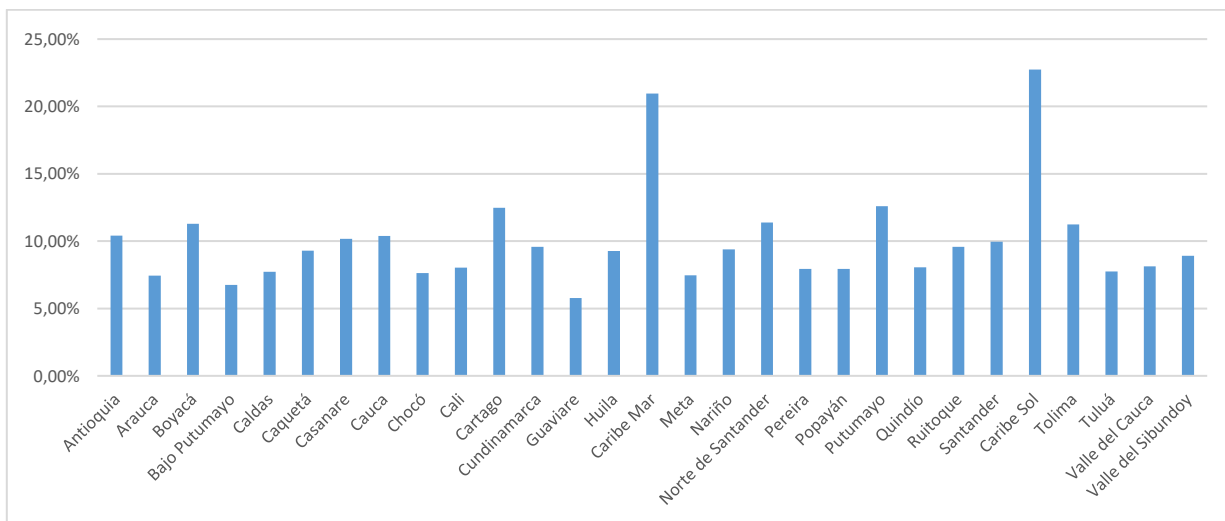


Figura 3. Pérdidas reconocidas (P_j) para el Nivel de tensión 1 para los diferentes mercados de comercialización. Fuente: XM

De lo anterior, teniendo en cuenta que el IPRSTN es del orden nacional con un valor del 3.5%⁴, calculado a partir de la información presentada por AIR-E, y las Pérdidas reconocidas por mercado de comercialización y nivel de tensión se utilizan para el cálculo del IPR- Res. CREG 015 de 2018-, se observa que el mayor nivel de pérdidas se refleja en la variable IPR, que reúne los índices de pérdidas del STR y del SDL.

Así las cosas, es adecuado reconocer el impacto de la variable IPR asociada a los mercados de comercialización en el cálculo de las pérdidas de energía. El valor del IPR se encuentra publicado por XM para los mercados de comercialización, siendo los mercados de AIR-E y Afinia los de mayor índice, con el 29.62% y 27.29%, respectivamente⁵.

2. Propuestas

Con lo anterior, dado el impacto de componente Pr en el cálculo del Costo Unitario, que afecta especialmente a los mercados de comercialización con

⁴ Según cálculos ANDEG, teniendo en cuenta que el índice es nacional

⁵ <https://www.xm.com.co/noticias/6648-actualizacion-indices-de-perdidas-y-factores-para-referir-al-stn-marzo-2024>

mayor valor de IPR, consideramos conveniente avanzar en propuestas que coadyuven en mitigar los efectos en tarifa del tratamiento de pérdidas.

Creación del Fondo para la Justicia Tarifaria para abordar las pérdidas de energía

Las medidas que establezca el Regulador para aliviar las tarifas de energía deben focalizarse en los mercados en donde se ha presentado mayor incidencia de la actualización de tarifas eléctricas en las variaciones del costo de prestación de servicio, en particular, en la Costa Norte del país, en donde para estos mercados, se evidencia que para el mes de enero 2024, el componente de pérdidas representa cerca del 20% del Costo Unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, en contraste con el 9% que representa en promedio a nivel nacional, y en este sentido, observamos que el Gobierno Nacional podría abordar una solución estructural para el tratamiento de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización de la Costa Caribe, que contribuya al “alivio tarifario” para los usuarios de electricidad de esta región.

Así las cosas, creemos que el Congreso de la República debería abordar una propuesta normativa para darle continuidad a la política energética de “EQUIDAD PARA LA PRESTACIÓN EFICIENTE DEL SERVICIO DE ENERGÍA CARIBE”, y así, asegurar la sostenibilidad en la prestación del servicio público de electricidad, y de esta manera, se podrían establecer medidas que contribuyan a aliviar los incrementos tarifarios por efecto de la implementación de las normas asociadas a la Resolución CREG 015 de 2018, en particular, lo asociado al impacto en tarifas del nuevo esquema de tratamiento de las pérdidas de energía en el Costo Unitario de Prestación del Servicio en algunos mercados de energía en el país, caso de la Costa Caribe.

De esta manera, se propone que se aborde la creación de un Fondo para cubrir el costo de Pérdidas de Energía que se ha definido en la Resolución CREG 015 de 2018, lo cual, deberá verse reflejado en la aplicación de las fórmulas tarifarias que establece el Regulador.

Se propone el siguiente texto a incluir en una iniciativa legislativa:

Artículo XXX. Fondo para la Justicia Tarifaria. El Ministerio de Minas y Energía creará, en un plazo de tres (3) meses, contados a partir de la vigencia de la presente ley, un Fondo para la Justicia Tarifaria como un sistema de cuenta especial, con el objeto de cubrir hasta ciento sesenta pesos (\$160) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada a cubrir el componente $PR_{n,m,i,j}$ del Costo Unitario de Prestación del Servicio que trata la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique o sustituya, para aquellos usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, en zonas subnormales urbanas, y aquellos usuarios regulados de menores ingresos de mercados de comercialización de energía que considere el Gobierno Nacional, sujetos de cobro del Plan de Reducción de Pérdidas que trata la Resolución CREG 015 de 2018, y que presentan un factor PR del nivel de tensión 1 referidas al STN superiores al 23%.

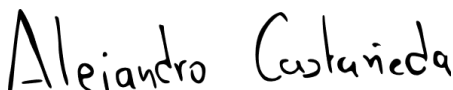
Esta medida contribuiría en aliviar aproximadamente el 16% de la tarifa de energía frente al Costo Unitario- (sin incluir la recuperación del saldo a la opción tarifaria)

Bases conceptuales de la metodología de remuneración de la distribución eléctrica en el próximo periodo tarifario

Acorde a la agenda regulatoria para definición del esquema regulatorio en el siguiente periodo tarifario, sugerimos que se incluya la discusión del tratamiento regulatorio de las pérdidas de energía a partir de la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

Creemos que, para asegurar un alivio tarifario a los usuarios por este concepto, el Regulador debe establecer medidas orientadas a mitigar el traslado de las pérdidas de electricidad en el costo unitario de prestación del servicio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo