Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 1 de 31

CREG
Fecha: 2026-10-05 17:25:03
Radicado: S2026008374
Radicados Asociados:
Total Anexos: 0 No. Folios: 29
Destino: COMISION QUINTA
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicado

Bogotá, D.C.,

Señor

**JOSE VICENTE CARREÑO CASTRO**

Secretario Comisión Quinta

**CÁMARA DE REPRESENTANTES**

comision.quinta@camara.gov.co

**Asunto:** Respuesta radicado CREG E2026013724. Solicitud concepto técnico del PL 013 de 2026. Proposiciones No. 032 y 033.

Expediente CREG (NA)

Respetado señor:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (de ahora en adelante CREG) recibió la comunicación del asunto en el marco de la Proposición No. 032 y 033 en torno al Proyecto de Ley 013 de 2026 por parte de la Cámara de Representantes "*Por medio de la cual se impulsa la eficiencia económica del componente por pérdidas que se reconoce al prestador en la distribución de energía eléctrica con el fin de reducir el precio de la tarifa del servicio para el consumidor final y hacerla más equitativa y solidaria en todas las regiones del*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 2 de 31

*país*". En este, por un lado, se solicita concepto técnico por parte de esta Comisión respecto al proyecto y, en la Proposición No. 033, la participación de esta Comisión a sesión de debate sobre dicho proyecto con el fin de dar explicación técnica y regulatoria en torno a conceptos asociados a las pérdidas y su remuneración.

Ante todo, desde esta Comisión queremos expresar nuestra disposición de asistir a la sesión de debate propuesta y estaremos atentos a la citación respectiva.

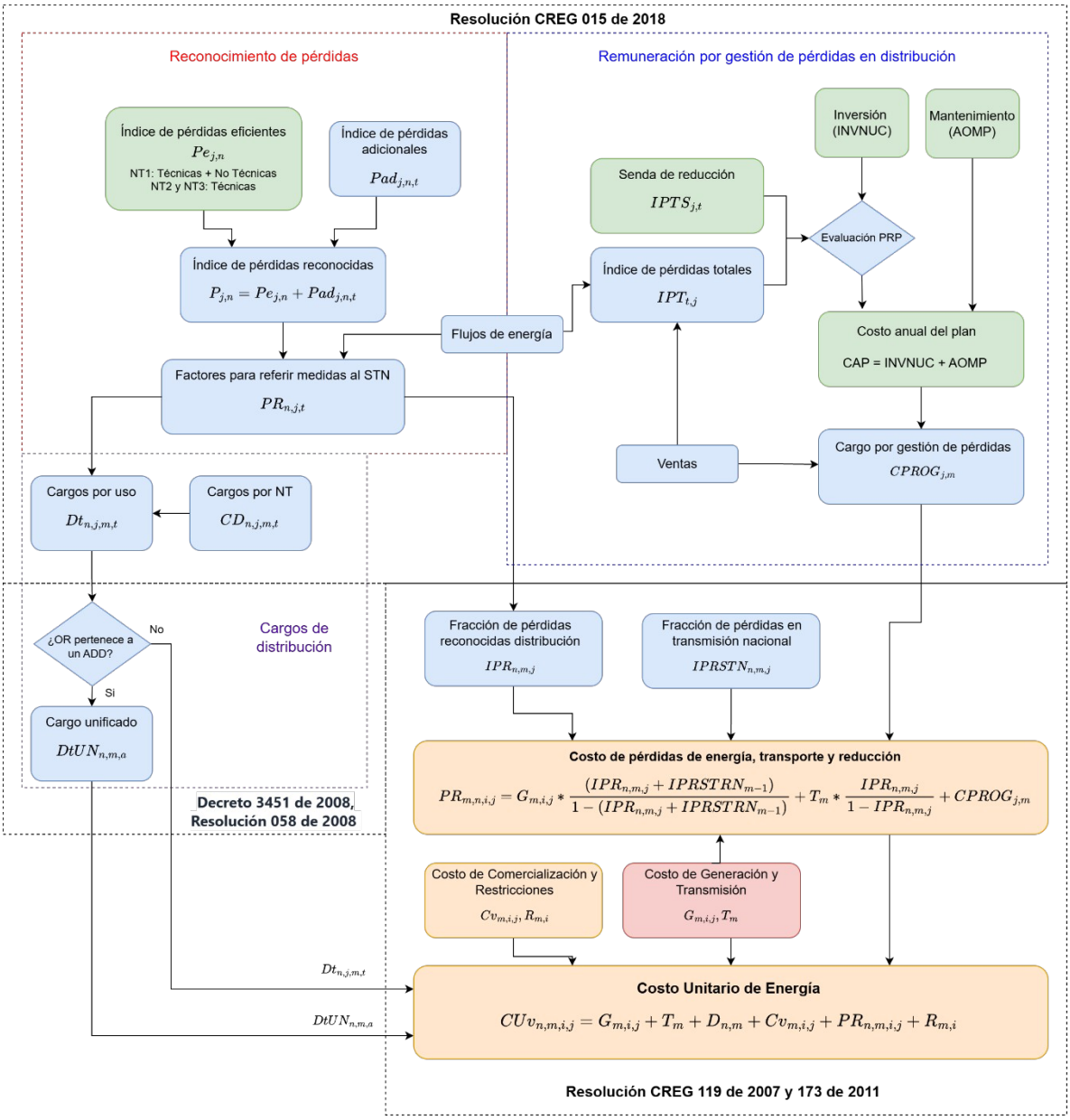
A continuación, nos permitimos dar el concepto técnico del Proyecto de Ley solicitado en el marco de las consultas realizadas en la Proposición 33, el cual permitirá realizar aclaración respecto al marco regulatorio vigente que se considera requiere este proyecto de ley. Posteriormente se darán comentarios adicionales para que sean considerados en la sesión a citar.

> «***1. Qué conceptos de pérdidas son actualmente considerados dentro de la metodología tarifaria.***»

En la siguiente ilustración se presenta un flujograma del reconocimiento y remuneración de pérdidas en la regulación vigente.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 3 de 31

*Ilustración 1 Diagrama de flujo del esquema regulatorio vigente en torno al reconocimiento, remuneración y costo de pérdidas.*




**Subíndices. *j:*** Operador de Red; **n***:* Nivel de tensión; ***t:*** Año; **m***:* mes;

**Convención de colores. Verde:** aprobado por CREG; **Azul:** Calculado por LAC; **Rojo:** Calculado por múltiples agentes; **Naranja:** Aplicado por Comercializadores.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 4 de 31

A continuación, se presenta una explicación de lo presentado en este gráfico.

**Metodología de distribución (Resolución CREG 015 de 2018)**

La metodología de remuneración de actividad de distribución vigente (Resolución CREG 015 de 2018) define, entre otras cosas, los lineamientos de cálculo de los índices de pérdidas reconocidos y la remuneración por gestión de pérdidas en distribución de la siguiente manera:

- **Reconocimiento de pérdidas:** está definido por los índices de pérdidas reconocidos, los cuales a su vez corresponden a la suma de los índices de pérdidas eficientes y los índices de pérdidas adicionales. Estos índices son utilizados para calcular los cargos de distribución por nivel de tensión, así como para calcular el componente de pérdidas de la fórmula general del costo unitario, asociado principalmente con los componentes de generación y transmisión.
    - **Índice de pérdidas eficientes:** en los niveles de tensión 2 y 3 corresponden a una estimación del nivel de pérdidas técnicas, mientras que para el nivel de tensión 1 corresponde a la suma de la estimación de las pérdidas técnicas y no técnicas. Estos índices son aprobados por la Comisión a través de los actos administrativos particulares que contienen las variables necesarias para el cálculo de cargos e ingresos de distribución y no han sido sujeto de ajuste a lo largo del periodo tarifario para ningún OR desde que quedaron en firme.

  Respecto a las pérdidas técnicas eficientes, estas han sido estimadas a través de estudios técnicos que han aplicado modelaje y simulación de sistemas eléctricos a partir de la mejor información disponible reportada por los **OR**. De estos se destacan los estudios publicados a través de las Circulares CREG 024 de 2008 y CREG 052 de 2010.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 5 de 31

Este último en particular, presentó una estimación actualizada de los índices de pérdidas técnicas de nivel de tensión 1.

Respecto a las pérdidas no técnicas eficientes de nivel de tensión 1, estas son calculadas a partir de la fórmula definida en el numeral 7.1.1.3 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 que incluye conceptos tales como dispersión de circuitos rurales y la proporción de energía entregada a áreas especiales.

- **Índice de pérdidas adicionales**. Como su nombre lo indica, corresponde a una fracción de pérdidas adicional a las eficientes y la posibilidad de su remuneración se estableció como un incentivo a la inversión en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018. Así, su cálculo depende principalmente del nivel de ejecución anual de inversiones de cada OR y de las condiciones iniciales[1] de pérdidas en el nivel de tensión 1. Es de resaltar que este índice solo aplica para aquellos OR cuyas pérdidas de nivel de tensión 1 previo al inicio del periodo tarifario eran mayores a los niveles eficientes aprobados en ese entonces. Adicionalmente, este índice es calculado anualmente por XM en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (en adelante LAC).
- **Factores para referir medidas al STN.** Son coeficientes que permiten ajustar las mediciones de energía realizadas en los diferentes niveles de tensión, de modo que sean comparables y referidas al STN. El cálculo de estos factores está definido principalmente por los flujos de energía y los índices de pérdidas reconocidos en cada nivel de tensión. Es de resaltar que estos son calculados mensualmente por XM en calidad de LAC.

[1] Entendido como la fecha de corte, la cual fue 31 de diciembre de 2017 para todos los OR a excepción de aquellos de la Costa Caribe, para los cuales según disposiciones de la Resolución CREG 010 de 2020 corresponde a 31 de diciembre de 2019.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 6 de 31

- **Remuneración por planes de gestión de pérdidas en distribución.** Está definida por un costo anual del plan de gestión de pérdidas (en adelante CAP) propuesto por los operadores de red y aprobado por esta Comisión posterior a evaluación a través de un modelo de costos eficientes. Este costo está definido por una componente de administración, operación y mantenimiento (en adelante AOMP) y una de inversión en activos distintos a unidades constructivas, que no son reconocidos a través del plan de inversión (en adelante INVNUC) y que cumplen con características definidas en la metodología. Esta segunda componente de inversión solo aplicó para aquellos OR que contaron con un plan de reducción de pérdidas aprobado por esta Comisión.
    - **Plan de reducción de pérdidas**. Mecanismo introducido por la Resolución CREG 015 de 2018[2] para la reducción de pérdidas. Los OR podían optar por acogerse a este mecanismo si cumplían con la condición para ello[3]. De hacerlo, los OR debían enviar una propuesta que incluía inversiones orientadas a la reducción de pérdidas que no fueran remunerables a través del plan de inversión con sus respectivos costos. La Comisión evaluó y aprobó de manera particular el costo de inversión previamente mencionado (INVNUC) y una senda de reducción de pérdidas definida por la condición inicial de pérdidas totales y una meta de reducción propuesta por el OR en un horizonte de 10 años.

[2] La creación de este mecanismo fue establecida en el literal c) del Artículo 3 del Decreto 387m de 2007. Las directrices en torno a estos planes fueron definidas en el Tomo 7 de los resultados de estudio técnico publicados a través Circular CREG 024 de 2008. Los lineamientos en la presentación, aprobación y evaluación de los planes de reducción fueron establecidos en la Resolución CREG 184 de 2010, posteriormente derogada por la Resolución CREG 172 de 2011. No obstante, por disposiciones del Decreto 1937 de 2013, la aplicación de estos planes no entraría en vigor hasta la siguiente metodología de remuneración de la actividad de distribución, que fue la establecida en la Resolución CREG 015 de 2018.

[3] La condición corresponde a que las pérdidas totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte fueran superiores a las reconocidas.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 7 de 31

El reconocimiento continuado de este costo está sujeto a la evaluación del desempeño anual en la reducción de pérdidas hecha por parte de XM en calidad de LAC siguiendo los lineamientos definidos en la mencionada resolución, y la Resolución CREG 167 de 2020[4]. A grandes rasgos, el LAC calcula el índice de pérdidas totales[5] (abreviado como IPT) anual del operador de red, y es contrastado con la meta anual definida por la senda.

- **CPROG** Corresponde al cargo que representa la remuneración por gestión de pérdidas, el cual es trasladado a la fórmula tarifaria de costos de pérdidas. Este es calculado por XM a partir del CAP aprobado por esta Comisión, posterior a la evaluación del plan de reducción (si aplica), las ventas del OR, y la correspondiente indexación.

**Formula tarifaria (Resolución CREG 119 de 2007)**

- **Fórmula de costo de pérdidas de energía, transporte y reducción (PR).** El componente de pérdidas (PR) del costo unitario de prestación del servicio se encuentra definido en la Resolución CREG 119 de 2007, modificado por la Resolución CREG 173 de 2011. Esta se compone de: **i)** los costos de las pérdidas de energía reconocidas, asociadas al transporte desde el punto de generación hasta el sistema de distribución de cada mercado, se asocia con los componentes G y T del costo unitario y **ii)** los costos del Plan de Gestión de Pérdidas de los operadores de red

[4] Acto administrativo que estableció medidas transitorias sobre la aplicación de los planes de reducción de pérdidas motivado por los efectos de la emergencia sanitaria del COVID-19 en la gestión.
[5] Índice de pérdidas totales – IPT: Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j a lo largo de todos los niveles de tensión, incluyendo tanto pérdidas técnicas como no técnicas, sin realizar distinción entre estas.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 8 de 31

(distribuidores). La fórmula de cálculo del componente presentada en la Ilustración 1 depende de las siguientes variables:

- $IPR_{n,m,j}$ Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG. Este corresponde al factor para referir medidas al STN definido en la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, y que depende del índice de pérdidas reconocido explicado previamente
- $IPRSTN_{n,m,j}$ Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por XM en calidad de ASIC.
- $G_{m,i,j}$ Costos de compra de energía ($/kWh) determinado acorde a lo definido en el Capítulo III de la Resolución CREG 119 de 2007 y sus modificatorias, y corresponde a la componente de generación de la fórmula tarifaria.
- $T_m$ Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión calculado por el LAC acorde a la metodología vigente de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional, y corresponde a la componente de transmisión de la formula tarifaria.
- CPROG. Cargo por concepto del Plan de Pérdidas explicado anteriormente.

Es de recalcar que el valor del componente de pérdidas (PR) es el que percibe el usuario en su factura y hace parte del costo unitario de prestación del servicio (CU) y, por otro lado, las pérdidas de distribución se reconocen al operador de red a través del componente de Distribución (Dt) del CU. Los ingresos recaudados por el comercializador por concepto de PR son para este y reconocen la energía adicional que debe adquirir en el mercado mayorista y así atender su demanda y, lo recaudado por concepto de Dt, es

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 9 de 31

utilizado para pagar al distribuidor los cargos por uso de la red, es decir, es parte del ingreso del distribuidor.

Además, y como puede observarse en la formula del PR, los costos de pérdidas inducidos por transporte de energía desde el punto de generación hasta el sistema de distribución dependen de los componentes tarifarios de transmisión y generación multiplicados por un factor de escala que depende de las fracciones de pérdidas reconocidas en transmisión y distribución, siendo el cálculo de esta última proveniente de la metodología de distribución. Por lo tanto, el costo de pérdidas reflejado en la tarifa del usuario final no solo depende de los índices de pérdidas reconocidos a través de la metodología de distribución, sino también de los valores de los componentes tarifarios de transmisión y generación.

***«2. La diferencia entre pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas, pérdidas reales, pérdidas eficientes y pérdidas reconocidas.»***

**Pérdidas técnicas y no técnicas**

La definición regulatoria de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía puede encontrarse en la Resolución CREG 172 de 2011 como sigue:

***"Pérdidas no Técnicas de Energía.*** *Energía que se pierde en un Mercado de Comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica.*

***Pérdidas Técnicas de Energía.*** *Energía que se pierde en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local a causa del transporte y la transformación de la energía eléctrica"*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 10 de 31

Para ampliar estos conceptos, las pérdidas técnicas de energía eléctrica son aquellas que se producen de manera inherente al proceso de transporte y transformación de la energía a través de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local. Estas pérdidas se deben a las características físicas de los materiales utilizados en la infraestructura eléctrica, como líneas, transformadores y conexiones, así como los fenómenos físicos que permiten la prestación del servicio de energía. Estas pérdidas son inevitables bajo condiciones normales de operación e inclusive con materiales y activos nuevos, por lo que se consideran inherentes y eficientes dentro de los parámetros técnicos y económicos definidos por la regulación.

Por otro lado, las pérdidas no técnicas de energía eléctrica corresponden a la energía que se pierde en un mercado de comercialización por causas ajenas al transporte y transformación de la energía eléctrica. Estas pérdidas están asociadas a factores como conexiones ilegales, fraudes, errores de medición, fallas administrativas, usuarios sin identificación comercial, y otros eventos que no están relacionados con las características y operación de la red (pérdidas técnicas), sino con la gestión comercial y operativa de las empresas. Es de resaltar que su gestión no solo depende de las empresas, sino también de factores socioeconómicos que pueden definir la posibilidad de realizar gestión y su alcance, y el nivel de costo para su control y reducción.

**Pérdidas eficientes y reconocidas**

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 11 de 31

La definición de pérdidas eficientes, dada en la Resolución CREG 172 de 2011 es:

> ***"Pérdidas Eficientes de Energía.*** *Corresponden a las pérdidas técnicas de energía en los niveles de tensión 2, 3 y 4 aprobadas en las resoluciones particulares que aprueban cargos por uso con base en la Resolución CREG 097 de 2008. En el nivel de tensión 1 es la suma de las pérdidas técnicas de energía más las pérdidas no técnicas reconocidas."*

Adicional a lo expuesto en el numeral anterior, se considera necesario agregar que las pérdidas no técnicas incorporadas dentro de las pérdidas eficientes pueden entenderse como el umbral a partir del cual cuesta más remunerar la inversión necesaria para reducir una unidad adicional del índice de pérdidas a su reconocimiento a través de tarifa. Adicionalmente, este índice en la metodología vigente se ha mantenido constante para cada mercado de comercialización.

En lo que respecta a las pérdidas reconocidas, como fue expuesto en el numeral anterior, a partir de la metodología de remuneración de la actividad de distribución definida en la Resolución CREG 015 de 2018, el índice de pérdidas reconocido se define por nivel de tensión y está compuesto por la suma entre el índice de pérdida eficientes y el índice de pérdidas adicionales. Este es el insumo para el cálculo de los factores para referir medidas al STN, los cuales a su vez son insumo para la fórmula de costo de pérdidas expuesta anteriormente.

**Pérdidas reales**

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 12 de 31

En la regulación vigente no se presenta una definición formal de lo que corresponde a las pérdidas reales. No obstante, la Resolución CREG 015 de 2018 adoptó un concepto introducido por la Resolución CREG 172 de 2011 denominado Pérdidas Totales, el cual se define de la siguiente manera:

> ***"Pérdidas Totales de Energía.*** *Energía total que se pierde en un Mercado de Comercialización, (...)."*

Como su nombre lo indica, las pérdidas totales, y en particular el índice de pérdidas totales (IPT), permite medir el nivel de pérdidas a lo largo de todos los niveles de tensión, incluyendo tanto pérdidas técnicas como no técnicas, sin realizar distinción entre estas. El cálculo de estas pérdidas[6], parte de un balance de carga a partir flujos de energía de entrada (energía generada, importada de otros mercados) y de salida (ventas de energía) y su resultado está dado en porcentaje (%).

Ahora bien, respecto a este índice es necesario aclarar que este no está asociado con el reconocimiento de pérdidas; es decir, no comparte relación con los índices de pérdidas eficientes o reconocidos. Este índice, más allá de permitir estimar el estado de las pérdidas totales en un mercado de comercialización, es utilizado en la metodología para evaluar anualmente el cumplimiento de metas de reducción de pérdidas de aquellos operadores que cuenten con un plan de reducción vigente, y con ello determinar si se

[6] Definido en el numeral 7.1.4.1. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 para todos los niveles de tensión, y 7.1.4.2 específicamente para el nivel de tensión 1

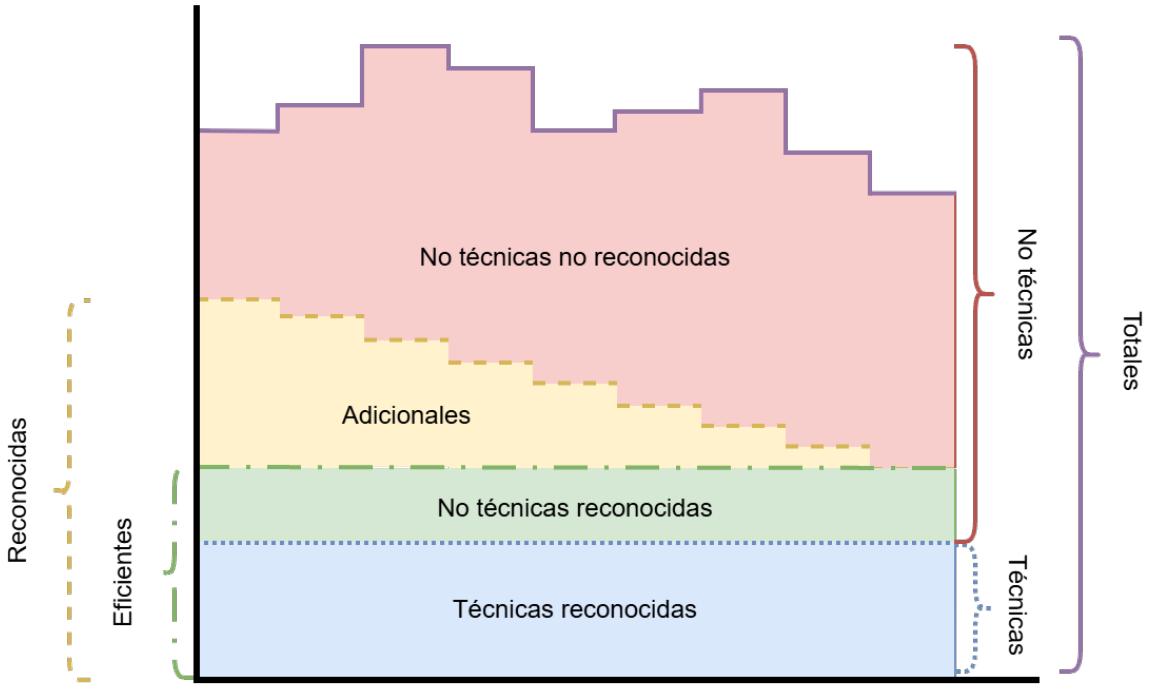
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 13 de 31

continúa, se suspende o se devuelve el ingreso asociado a la variable INVNUC en caso de presentarse cancelación del plan de reducción.

Este índice es calculado por el LAC, siguiendo las disposiciones definidas en la Resolución CREG 015 de 2018, solo para aquellos OR que tienen un plan de reducción vigente. Para el resto, este no es calculado; no obstante, por disposición de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios los OR le reportan anualmente el resultado del cálculo de este índice a través del Sistema Único de Información (SUI).

Para concluir, en la Ilustración 2 se presenta una representación gráfica de las diferencias en los índices de pérdidas de nivel de tensión 1 para un mercado hipotético.

*Ilustración 2 Representación gráfica de los diferentes conceptos de pérdidas regulatorios en nivel de tensión 1.*



Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 14 de 31

De esta se destaca lo siguiente:

- Los índices de pérdidas técnicas y no técnicas eficientes reconocidas se han mantenido constantes a lo largo del periodo tarifario teniendo en cuenta las disposiciones regulatorias vigentes.
- Para el caso del índice de pérdidas no técnicas eficientes, en el nivel de tensión 1 se reconoce una porción de lo que pueden representar el total de las pérdidas no técnicas. Por lo tanto, bajo la metodología vigente, lo que es reconocido en resolución no necesariamente representa el valor real actual de cada mercado.
- El índice de pérdidas adicionales decrece linealmente con el paso de los años, hasta llegar a cero. Esto se debe a la formulación misma de este índice, para el cual el incentivo decrece hasta llegar a cero en un horizonte de diez años. Adicionalmente, su cálculo no depende de la evolución de las pérdidas del operador, sino del nivel de ejecución de sus inversiones y las condiciones iniciales de sus pérdidas en nivel de tensión 1.
- La gráfica presenta el escenario para el cual las pérdidas totales son mayores a las reconocidas. En este escenario, la brecha entre lo reconocido y lo total puede considerarse como pérdidas no técnicas no reconocidas, las cuales no son trasladadas a tarifa y son asumidas enteramente por el prestador.
- Como es destacado en el proyecto de Ley, también puede existir el escenario para el cual las pérdidas totales sean inferiores a las reconocidas, cuando el prestador se encuentre operando con valores

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 15 de 31

inferiores a los considerados eficientes en la metodología. En este escenario, la diferencia entre las pérdidas totales y las reconocidas se traduce en un ingreso adicional para el prestador. No obstante, esto requeriría que el OR cuente con el control y reducción de pérdidas suficiente para ello.

«***3. Qué nivel de pérdidas puede ser efectivamente reconocido y remunerado mediante la tarifa.***»

«***4: Qué parte de las pérdidas puede trasladarse legítimamente al usuario y bajo qué criterios regulatorios.***»

Como se ha expuesto en la respuesta al numeral 1 y 2, el índice de pérdidas reconocido está determinado por la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018. Esta metodología define que el índice de pérdidas reconocido está compuesto por la suma del índice de pérdidas eficientes y el índice de pérdidas adicionales, conceptos explicados en los mencionados numerales. La metodología parte de una base para la remuneración con las pérdidas eficientes (tanto técnicas como no técnicas eficientes) y contempla adicionalmente como un mecanismo de incentivos a la inversión, el reconocimiento condicional de pérdidas no técnicas adicionales a las eficientes, cuyo valor máximo se encuentra sujeto a la senda de reducción mencionada en la respuesta anterior con un horizonte de diez (10) años.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 16 de 31

> ***«5. Si el reconocimiento de un porcentaje o promedio nacional de pérdidas, como propone el proyecto, corresponde necesariamente a un nivel eficiente de pérdidas para cada sistema de distribución.»***

El proyecto de Ley 013 de 2026 se fundamenta en la promoción de una mayor eficiencia económica en el reconocimiento y remuneración del componente de pérdidas asociado a la prestación del servicio público de energía eléctrica dentro del SIN. Sin embargo, resalta que la eficiencia se alcanza limitando el reconocimiento del componente de pérdidas a un promedio nacional sin desconocer la importancia de este para garantizar la suficiencia financiera de las empresas.

Adicionalmente se indica en el proyecto que con esta señal se busca que el reconocimiento de las pérdidas dentro del sistema no termine generando incentivos contrarios a la eficiencia en la prestación del servicio y, al contrario, la fijación de un límite nacional pretende incentivar a los prestadores que registren niveles superiores de pérdidas a implementar inversiones en infraestructura, modernización de redes, gestión operacional y demás planes y estrategias orientados a su reducción progresiva.

También indica que el proyecto busca avanzar hacia una mayor equidad tarifaria entre los usuarios del SIN, "*procurando que las ineficiencias que excedan determinados parámetros razonables no sean trasladadas ilimitadamente al usuario final, al tiempo que se preserva el reconocimiento de las pérdidas necesarias para la adecuada prestación y sostenibilidad financiera del servicio.*"

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 17 de 31

Al respecto, y con base en las respuestas dadas por la Comisión a las preguntas 1 a 4 y otros elementos, nos permitimos indicar lo siguiente:

- El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 entiende el criterio de eficiencia económica como aquella donde se busca que las tarifas se aproximen a precios de mercado competitivo considerando costos, demanda y aumentos de productividad distribuidos entre empresa y usuarios, prohibiendo trasladar costos de gestión ineficiente o apropiar utilidades por prácticas restrictivas de la competencia, reflejando siempre el nivel y estructura de los costos económicos de prestar el servicio.
- El mismo artículo 87 de la Ley 142 de 1994 entiende el criterio de suficiencia financiera como aquel que garantiza que las tarifas recuperen costos y gastos de operación, expansión, reposición y mantenimiento, remunerando el patrimonio de los accionistas como una empresa eficiente en sector de riesgo comparable, y permitiendo tecnologías y sistemas administrativos para la mejor calidad, continuidad y seguridad de los usuarios.
- La metodología tarifaria que remunera la actividad de distribución de energía eléctrica, Resolución CREG 015 de 2018, fue diseñada, elaborada y expedida atendiendo los criterios tarifarios definidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 incluyendo los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera.
- La metodología de distribución contiene como uno de sus pilares el aspecto de pérdidas de energía dividido en i) reconocimiento de

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 18 de 31

pérdidas y ii) remuneración por gestión de pérdidas. Para el presente periodo tarifario, el elemento i) corresponde al índice de pérdidas reconocidas $P_{j,n}$ que corresponde a la suma de lo que denomina la CREG pérdidas eficientes y las pérdidas adicionales que dependen del nivel de ejecución de inversión del OR (según aplique); para el caso de ii) se establece un costo anual de plan (CAP) aprobado por esta Comisión compuesto de un componente de mantenimiento (AOMP) y otro de inversión no remunerable a través del plan de inversión. (INVNUC). El ingreso asociado a la variable AOMP aplica para todos los ORs, mientras que el ingreso asociado a la variable INVNUC aplica para aquellos OR que cuenten con un plan de reducción, sujeto a que el valor solicitado por el OR se encuentre por debajo del monto máximo que pueda ser reconocido de acuerdo con la metodología y su remuneración depende del cumplimiento de una senda de reducción de pérdidas evaluada anualmente por el LAC. En el componente de pérdidas, el CAP se ve reflejado a través del cargo por gestión de pérdidas en distribución, también llamado CPROG.

- El índice de pérdidas reconocido a través de la metodología de distribución vigente no guarda relación con el estado y la evolución de las pérdidas totales de un mercado de comercialización y, por tanto, no son equivalentes. Lo anterior quiere decir que en un escenario para el cual las pérdidas totales del mercado son superiores a las reconocidas, este costo no es trasladado a tarifa y es, por el contrario, asumido por el operador de red.

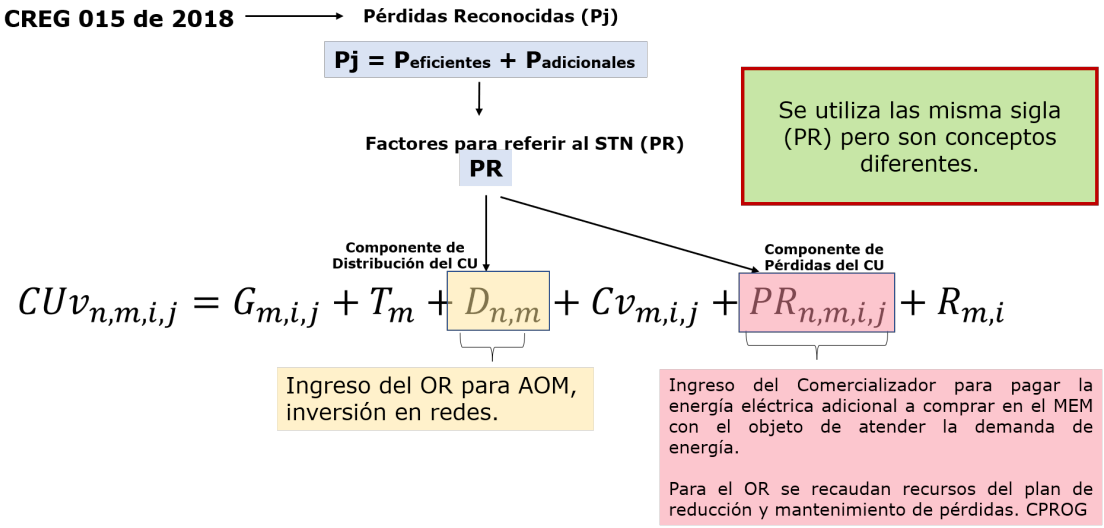
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 19 de 31

- Con los índices de pérdidas reconocidos en la metodología de distribución se calculan los factores para referir medidas al STN con los cuales se calculan los cargos por uso de distribución que pagan los usuarios del servicio. Esto quiere decir el cargo de distribución que pagan los usuarios ya reconoce las pérdidas de los sistemas de distribución a los OR.
- Los mismos factores para referir medidas al STN provenientes de la metodología de distribución son insumo para el cálculo del componente de pérdidas (PR) del costo unitario de prestación del servicio (CU).
- El Comercializador de energía es quien tiene la relación con el usuario a través del contrato de condiciones uniformes y es quien cobra las tarifas del servicio para su recaudo y posterior pago a los demás actores de la cadena del servicio (generador, transportador, distribuidor).
- El PR del CU corresponde a un reconocimiento para el comercializador de energía de los costos de pérdidas de energía, transporte y para el operador de red de reducción de estas. Este PR es calculado en función de aplicar los factores para referir las medidas al STN a los componentes G y T del CU y de incorporar el CPROG.
- Lo anterior quiere decir que el reconocimiento del PR por concepto de pérdidas de energía y transporte lo percibe el comercializador para cubrir principalmente la energía adicional que debe adquirir en el mercado para atender a sus usuarios y el CPROG, si bien lo recauda el

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 20 de 31

comercializador, es entregado al OR para la respectiva remuneración por gestión de pérdidas en distribución.

Ahora bien, conforme a lo indicado por la CREG en las viñetas anteriores, existe una diferencia entre el reconocimiento de pérdidas en el cargo por uso de distribución (Dt) y el componente de pérdidas del CU y que se podría ver de manera simplificada en la siguiente imagen:




Como se ha indicado, el concepto de eficiencia por concepto de pérdidas se encuentra inmerso dentro de la metodología de distribución que se refleja en el cargo de distribución y no en el componente de pérdidas del CU, por esta razón las señales regulatorias para buscar la reducción y gestión de pérdidas se encuentran en la metodología de distribución.

Del proyecto de Ley se destaca lo siguiente:

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 21 de 31

- Plantea que se alcanzan eficiencias por el hecho de aplicar un valor techo del componente de pérdidas del CU pero no es clara la señal que se pretende dar.
- En la justificación del proyecto se menciona que se pretende incentivar la implementación de inversiones en infraestructura, modernización de redes, gestión operacional y demás planes y estrategias orientados a su reducción progresiva. Sin embargo, como ya se explicó, los dineros recaudados del componente de pérdidas son principalmente para el comercializador y no para el operador de red, y su destinación no es para invertir en las redes ya que, el comercializador no opera redes de distribución y por esto, la señal de inversión viene incorporada en el componente de Distribución y es lo que percibe el operador de red.
- Las señales de inversión en infraestructura como las señaladas en el proyecto de Ley están dadas por el plan de inversión y los diversos mecanismos de incentivos a la inversión definidos en la metodología de distribución vigente, a través del cual los OR pueden recibir remuneración por inversiones que contribuyan a la reducción de pérdidas técnicas. Asimismo, la metodología de distribución vigente introdujo la opción del reconocimiento transitorio de pérdidas adicionales[7] como un incentivo a la inversión. En lo que respecta a las pérdidas no técnicas, la metodología vigente dispuso la posibilidad de que los OR optaran por un plan de reducción de pérdidas, a través del

[7] Pérdidas no técnicas adicionales a las eficientes

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 22 de 31

cual los OR que tuvieron la opción de presentarlo pudieron proponer inversiones orientadas a la reducción de pérdidas que no fueran remunerables a través del plan de inversión ni de unidades constructivas.

- En términos generales se evidencia que el proyecto de Ley desconoce los incentivos existentes en la regulación vigente. Asimismo, desconoce que el alcance y la efectividad de las acciones implementadas por los agentes para el control y reducción de pérdidas no necesariamente se debe a falta de incentivos, sino también a limitaciones derivadas de las condiciones socioeconómicas de las regiones.
- Las consideraciones del proyecto de Ley exponen que pueden "*configurarse escenarios en los que resulte económicamente favorable mantener niveles elevados sin que exista una herramienta normativa real que impulse a las empresas a conseguir el objetivo planteado en la norma*". No obstante, y teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, no se evidencian las condiciones bajo las cuales se puedan materializar los mencionados escenarios bajo el marco regulatorio vigente. Ello teniendo en cuenta que, si las pérdidas totales de un mercado superan los índices reconocidos, estos costos no son trasladados a tarifa, sino que, al contrario, son asumidos por el prestador.
- Las consideraciones exponen que la iniciativa busca "*proteger a los usuarios frente a la transferencia ilimitada de costos derivados de*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 23 de 31

*niveles significativamente superiores a los parámetros nacionales*". Sin embargo, como ha sido expuesto a lo largo de este documento, el reconocimiento de pérdidas definido en la metodología de distribución vigente reconoce un nivel eficiente definido y aprobado por esta Comisión durante la aprobación de Cargos de cada OR. Además, el índice reconocido está complementado con el índice de pérdidas adicionales, el cual se ha definido de aplicación transitoria de 10 años, pero decreciente cada año, no aplica para todos los OR y su valor depende del nivel de ejecución anual de inversiones. Por lo tanto, no se evidencia que la metodología vigente permita la *transferencia ilimitada de costos* expuesta.

- Adicionalmente, se reitera que el componente de pérdidas no solo depende de los índices de pérdidas reconocidos, sino que también está en función del componente de Generación y Transmisión del CU. La volatilidad de estos componentes, en particular el de Generación, pueden representar impactos significativos en el valor del componente PR del CU que asumen los usuarios. Desde esta Comisión se recomienda que el proyecto de Ley no solo evalúe el costo de pérdidas desde los índices de pérdidas reconocidos, sino también desde el resto de sus componentes.
- En términos generales, desde esta Comisión se evidencia que a lo largo del proyecto de Ley existe confusión entre los índices de pérdidas reconocidos que se definen en la metodología para la remuneración de

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 24 de 31

la actividad de distribución y el componente de pérdidas PR de la formula tarifaria general del CU.

En ese orden de ideas, el reconocimiento de un porcentaje o promedio nacional de pérdidas no corresponde necesariamente al nivel eficiente de cada sistema de distribución, por las siguientes razones:

**Heterogeneidad de las redes:** La eficiencia técnica y operacional depende de las características topográficas, la densidad de usuarios, la dispersión geográfica y los niveles de tensión de cada Operador de Red (OR). Un promedio nacional distorsiona la realidad operativa, castigando la suficiencia financiera de sistemas con eficiencias operativas acordes a sus particularidades territoriales.

**Incoherencia en la señal económica:** El Proyecto de Ley asume que limitar el componente de pérdidas (PR) del Costo Unitario (CU) incentivará la inversión en redes. Sin embargo, el recurso recaudado por el componente PR lo percibe el Comercializador para la compra de energía en el mercado, no el Operador de Red (OR). El Comercializador no opera ni invierte en infraestructura de distribución.

**Riesgo para la Suficiencia Financiera (Art. 87 Ley 142/94):** Las señales e incentivos reales de inversión para la gestión y reducción de pérdidas ya están incorporados en la metodología del cargo de distribución bajo la Resolución CREG 015 de 2018. Trasladar de manera errónea este límite al componente de pérdidas del CU rompe

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 25 de 31

el equilibrio tarifario y traslada ineficiencias de señalización al mercado.

***«6. El eventual impacto tarifario que tendría la modificación propuesta.»***

Para este impacto, la Comisión entiende lo siguiente sobre el proyecto de Ley:

- Propone que se calcule por comercializador el promedio del componente de pérdidas del CU a nivel nacional excluyendo sus propios componentes de pérdidas y correspondería a su valor techo.
- Asume que el valor eficiente es el valor techo resultado del promedio nacional pero no hay sustento técnico que explique por qué lo es.
- No indica qué sucede con los valores del componente de pérdidas que no se podrían trasladar a tarifa al acotarse con el techo. Es decir, como está planteado el proyecto de Ley, no se define qué ocurriría con el superávit entre el promedio nacional y el resultado del componente sin acotar. Por lo tanto, se entiende no se cobraría y representaría una pérdida económica para el comercializador, lo que podría comprometer la suficiencia financiera de los agentes.
- No hace referencia al tratamiento para los comercializadores no integrados con el OR.

A manera de ejemplo, se plantea el siguiente ejercicio bajo los siguientes supuestos:

- Se hará el ejercicio con los comercializadores integrados con el OR.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 26 de 31

- Se toman como referencia las tarifas publicadas en julio de 2026.
- Dado que no se específica el tipo de promedio, el promedio nacional de cada comercializador será igual al promedio simple de los componentes de pérdidas de CU desde junio de 2026 a julio de 2025 (12 meses) excluyendo los datos de dicho comercializador.
- Se compara el valor del PR publicado por las empresas en el mes de julio de 2026 contra el valor promedio nacional obtenido para definir el valor máximo a trasladar. Así mismo, se recalcula el CU del mes de julio 2026 teniendo en cuenta el valor de PR techado.
- Se muestran las diferencias del componente de PR que no pueden trasladarse a la tarifa a raíz del acotamiento.

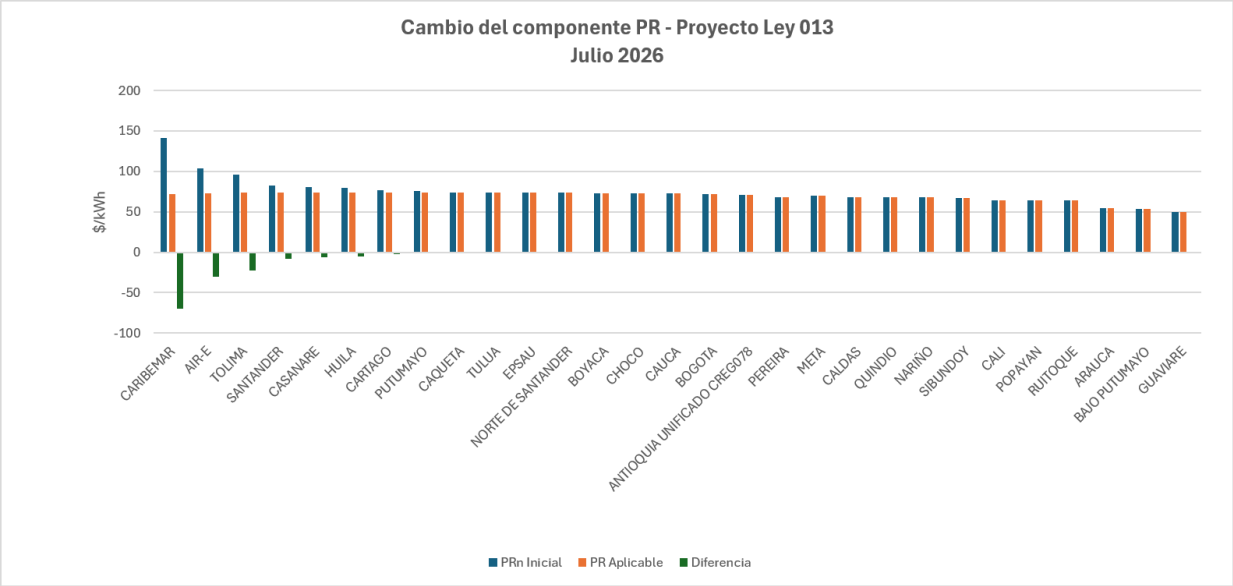
Los resultados son los siguientes:

| Mercado | PRn Inicial | CUvm Inicial | Limite PRn Nal | PR Aplicable | Cuvm Aplicable | Diferencia | % Diferencia |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CARIBEMAR | 141,52 | 1008,41 | 71,80 | 71,80 | 938,69 | -69,72 | -49,3% |
| AIR-E | 103,35 | 890,26 | 73,16 | 73,16 | 860,07 | -30,19 | -29,2% |
| TOLIMA | 96,05 | 1093,65 | 73,42 | 73,42 | 1071,02 | -22,63 | -23,6% |
| SANTANDER | 82,46 | 944,08 | 73,91 | 73,91 | 935,53 | -8,55 | -10,4% |
| CASANARE | 80,37 | 960,38 | 73,98 | 73,98 | 953,98 | -6,39 | -8,0% |
| HUILA | 79,28 | 1017,77 | 74,02 | 74,02 | 1012,51 | -5,26 | -6,6% |
| CARTAGO | 76,38 | 890,17 | 74,12 | 74,12 | 887,92 | -2,26 | -3,0% |
| PUTUMAYO | 75,47 | 944,72 | 74,15 | 74,15 | 943,41 | -1,32 | -1,7% |
| CAQUETA | 74,26 | 1043,97 | 74,20 | 74,20 | 1043,90 | -0,07 | -0,1% |
| TULUA | 74,13 | 937,49 | 74,20 | 74,13 | 937,49 | 0,00 | 0,0% |
| CELSIA | 73,82 | 981,92 | 74,21 | 73,82 | 981,92 | 0,00 | 0,0% |
| NORTE DE SANTANDER | 73,81 | 959,74 | 74,21 | 73,81 | 959,74 | 0,00 | 0,0% |
| BOYACA | 73,17 | 947,29 | 74,24 | 73,17 | 947,29 | 0,00 | 0,0% |
| CHOCO | 72,73 | 873,00 | 74,25 | 72,73 | 873,00 | 0,00 | 0,0% |
| CAUCA | 72,35 | 961,32 | 74,27 | 72,35 | 961,32 | 0,00 | 0,0% |
| BOGOTA | 72,26 | 897,35 | 74,27 | 72,26 | 897,35 | 0,00 | 0,0% |

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 27 de 31

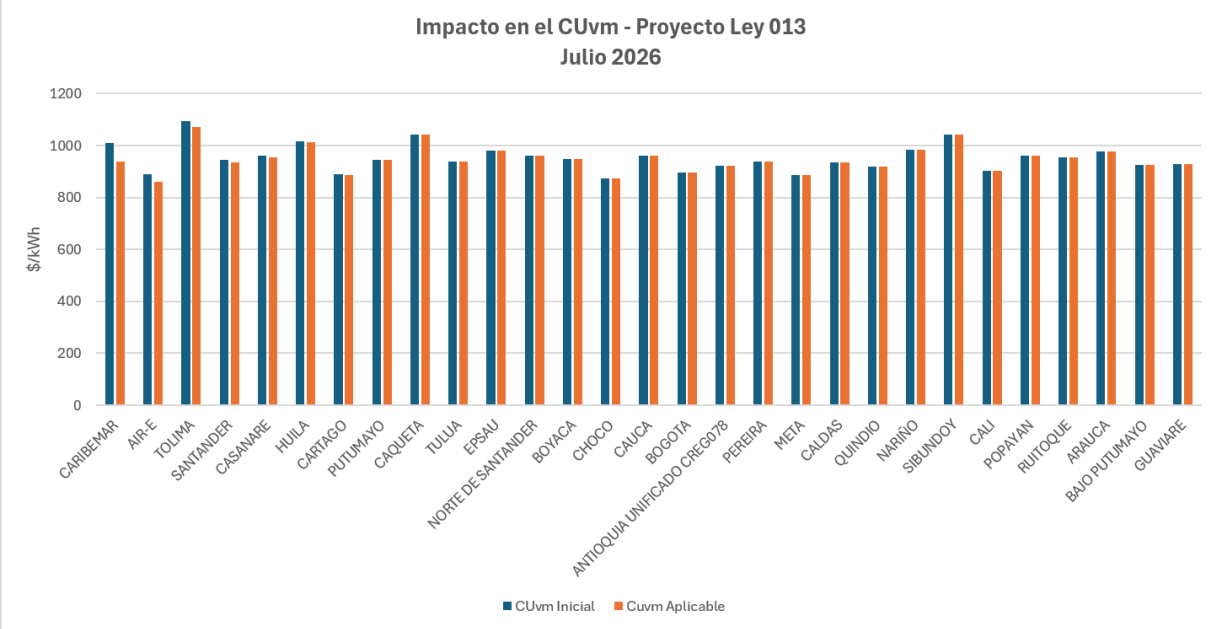
| Mercado | PRn Inicial | CUvm Inicial | Limite PRn Nal | PR Aplicable | Cuvm Aplicable | Diferencia | % Diferencia |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| EPM | 71,13 | 921,40 | 74,31 | 71,13 | 921,40 | 0,00 | 0,0% |
| PEREIRA | 68,03 | 938,00 | 74,42 | 68,03 | 938,00 | 0,00 | 0,0% |
| META | 69,65 | 885,09 | 74,36 | 69,65 | 885,09 | 0,00 | 0,0% |
| CALDAS | 68,32 | 935,83 | 74,41 | 68,32 | 935,83 | 0,00 | 0,0% |
| QUINDIO | 67,98 | 918,06 | 74,42 | 67,98 | 918,06 | 0,00 | 0,0% |
| NARIÑO | 67,70 | 983,18 | 74,43 | 67,70 | 983,18 | 0,00 | 0,0% |
| SIBUNDOY | 66,99 | 1043,56 | 74,46 | 66,99 | 1043,56 | 0,00 | 0,0% |
| CALI | 64,56 | 903,76 | 74,54 | 64,56 | 903,76 | 0,00 | 0,0% |
| POPAYAN | 64,36 | 961,40 | 74,55 | 64,36 | 961,40 | 0,00 | 0,0% |
| RUITOQUE | 63,78 | 955,77 | 74,57 | 63,78 | 955,77 | 0,00 | 0,0% |
| ARAUCA | 54,24 | 976,77 | 74,91 | 54,24 | 976,77 | 0,00 | 0,0% |
| BAJO PUTUMAYO | 53,60 | 925,39 | 74,94 | 53,60 | 925,39 | 0,00 | 0,0% |
| GUAVIARE | 50,03 | 930,27 | 75,06 | 50,03 | 930,27 | 0,00 | 0,0% |

**Fuente:** Elaboración propia. Unidades $/kWh




**Fuente:** Elaboración propia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 28 de 31




**Fuente:** Elaboración propia.

De los 29 comercializadores integrados con el OR, 9 de ellos percibirían una reducción en su componente de pérdidas resultado del acotamiento mientras que los 20 restantes no se verían impactados. Se destaca la eventual reducción en el CU consecuencia del acotamiento del componente de pérdidas para las empresas Caribemar, Aire y Celsia Colombia en el Tolima, que tomarían valores de 49,3, 29,2% y 23,6%.

Es de reiterar que, si bien existe una reducción en el CU, esto se traduce en una reducción del ingreso de estas empresas, teniendo en cuenta que el proyecto de Ley no propone un mecanismo para reintegrar el superávit. Esto podría llegar a comprometer la viabilidad financiera de estas empresas y no necesariamente se vería reflejado en un incentivo a la reducción de pérdidas dado que posiblemente el dinero dejado de recibir que en principio estaba

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 29 de 31

destinado para compra de energía tendría que ser compensado de otros rubros, como por ejemplo inversión, reduciendo su capacidad. Asimismo, el proyecto de Ley no estaría estableciendo mecanismos adicionales fuera de la regulación que den garantías de accesibilidad y sostenibilidad de las estrategias implementadas por las empresas y que justifiquen esta reducción en el ingreso.

Para concluir, consideramos necesario informar que actualmente se está trabajando en la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de distribución que reemplazaría la Resolución CREG 015 de 2018. Esta tratará, entre otros aspectos, el reconocimiento y remuneración de pérdidas de energía y su gestión.

En los anteriores términos damos por atendidas sus solicitudes. Los conceptos aquí emitidos tienen el alcance previsto en los artículos 73.24 de la Ley 142 de 1994 y 28 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, sustituido por el artículo 1 de la Ley 1755 de 2015.

Cordialmente,

**ADRIANA MARÍA JIMÉNEZ DELGADO**

Directora Ejecutiva

Nota: En las siguientes páginas encontrará las firmas electrónicas asociadas a este documento.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 30 de 31

# REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

S2026008374

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649

Estado: Finalizado

Creación: 2026-10-05 17:25:51

Finalización: 2026-10-05 17:46:49

Escanee el código para verificación

**Firma: Directora Ejecutiva**



Adriana Jiménez
adriana.jimenez@creg.gov.co
52145785
Directora Ejecutiva
CREG

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649
2026-10-05T17:46:51-05:00 - Página 31 de 31

# REPORTE DE TRAZABILIDAD

S2026008374

## Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20261005-172551-7cc8e4-01683649

Creación: 2026-10-05 17:25:51

Estado: Finalizado

Finalización: 2026-10-05 17:46:49

Escanee el código para verificación

| TRAMITE | PARTICIPANTE | ESTADO | ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA |
|---|---|---|---|
| Firma | Adriana Jiménez<br>adriana.jimenez@creg.gov.co<br>Directora Ejecutiva<br>CREG | Aprobado | Env.: 2026-10-05 17:25:52<br>Lec.: 2026-10-05 17:46:34<br>Res.: 2026-10-05 17:46:49<br>IP Res.: 200.118.60.203 |