Fecha: 2026-02-14 08:51:11
Radicado: I2026000899
Espacio para radicado interno
Radicados Asociados:
Total Anexos: 0 No. Folios:
Destino: Verónica Ponce Vallejo
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicado

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 1 de 38

Nombre del Gestor de la Necesidad:	**Tipo y Número de Identificación:**
Mateo Alejandro Cortés Guzmán	**C.C: 1.032.438.681**
Código Clasificador de Bienes y Servicios - Código UNSPSC: 81101701 – 81101516 – 80100000	
Tipo de Contrato: Convocatoria Pública	
Rubro presupuestal: Funcionamiento (____) Inversión (_X__)	**Necesidad reflejada en el PAA:** SI (_X__) / NO (____)
Código BPIN (Banco de Programas y Proyectos de Inversión):	**202300000000336**

DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD

La Comisión cuenta con un régimen especial en materia de contratación y los procesos contractuales se rigen por el derecho privado en armonía con las disposiciones del Manual de contratación de la entidad, las normas del Código Civil y del Código de Comercio, y las especiales que le sean aplicables.

La Comisión, en el desarrollo de la actividad contractual aplicará los principios de la función administrativa y de la gestión fiscal de que tratan los artículos 209 y 267 de la Constitución Política, respectivamente según sea el caso y estarán sometidas al régimen de inhabilidades e incompatibilidades previsto legalmente para la contratación estatal.

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con el artículo 73, numeral 73.4 de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG, "fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio".

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b31bb6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 2 de 38

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 estableció que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

El numeral 8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, señala que toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras.

El artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece que las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco (5) años y que, vencido el período de vigencia de estas, estas continuarán rigiendo mientras la CREG no fije las nuevas.

El artículo 127 de la Ley 142 de 1994, dispone que antes de doce (12) meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la CREG deberá poner en conocimiento de las Empresas de Servicios Públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente.

La Ley 143 de 1994 le asignó funciones de carácter regulatorio a la CREG, de manera específica en lo concerniente a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica. Posteriormente, mediante el Decreto 1260 de 2013, se le otorgó la responsabilidad de la regulación económica de los combustibles líquidos.

El artículo 23 literal e) de la Ley 143 de 1994 asignó a la CREG la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos.

De otra parte, conforme con lo establecido en el literal n) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, corresponde a la CREG, "definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía".

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 3 de 38

Para facilitar la lectura del presente documento, se dispuso en el Anexo No. 4 un glosario con los términos técnicos de uso más frecuente. Mediante la Resolución CREG 015 de 2018, la Comisión estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y definió que ésta es aplicable a los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio. Esta norma considera, entre otros, los siguientes criterios en relación con el reconocimiento de pérdidas de energía:

- Los índices de pérdidas reconocidos por nivel de tensión corresponden a la suma de los índices de pérdidas eficientes y adicionales.
- Los índices de pérdidas eficientes para los niveles de tensión 2 y 3 corresponden a las pérdidas técnicas, mientras que para el nivel de tensión 1 se agrega con componente de pérdidas no técnicas. Se entiende que estos valores eficientes corresponden al umbral a partir del cual la inversión y remuneración requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más costosa que reconocerlas a través de tarifa.
- En lo que respecta a las pérdidas eficientes de los niveles de tensión 2 y 3, los operadores de red, en adelante OR, fueron divididos en dos grupos dependiendo de si sus índices de pérdidas aprobados bajo la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008 eran iguales o inferiores a la suma de la media más la desviación estándar de los índices de todos los operadores. Si esto fue así, el OR no debía presentar un estudio de pérdidas y podía continuar con los índices vigentes, con la posibilidad de presentar un estudio de pérdidas técnicas; en caso contrario, el OR debía presentar un estudio de pérdidas técnicas en el nivel de tensión que corresponda siguiendo criterios definidos.
- En lo que respecta a las pérdidas eficientes de nivel de tensión 1, estas se definen como la suma entre las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. En el caso de las pérdidas técnicas, los OR que no contaban con un índice de pérdidas técnicas calculadas en la Circular CREG 052 de 2010 o aquellos que

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 4 de 38

quisieran actualizarlo, debían presentar el cálculo de pérdidas de energía modelando la red acorde a criterios definidos. Para el reconocimiento de pérdidas no técnicas, se definió una formula estática que depende de la longitud de líneas rurales en el nivel de tensión 2 y la razón de la energía entregada a usuarios en áreas especiales y su máximo valor y dependiendo del mercado representan una porción de las pérdidas no técnicas reales.

- Las pérdidas adicionales corresponden a un incentivo introducido por esta metodología que buscó que los OR aumentaran su nivel de inversión, mediante el reconocimiento de pérdidas no técnicas adicionales a las eficientes. El mecanismo contempla que en un horizonte de diez años las pérdidas reconocidas serán las eficientes. Este incentivo se aplicaba a aquellos operadores que tuvieron opción de presentar un plan de reducción de pérdidas, es decir aquellos OR para los cuales sus pérdidas totales en el nivel de tensión 1 fueran superiores a las reconocidas a fecha de corte; es decir, para los cuales existía un potencial de reducción.
- El cálculo de las pérdidas adicionales depende primordialmente de dos factores: las pérdidas totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte, y el porcentaje de ejecución de inversiones anuales, este último entendiéndose como la razón entre las inversiones ejecutadas y el Costo de Reposición de Referencia (CRR). Para obtener pérdidas adicionales diferentes de cero, los operadores debían ejecutar inversiones al menos 4% y obtienen el máximo posible al ejecutar al menos el 7% del CRR.
- Los índices de pérdidas reconocidas son calculados y publicados por el Liquidador y Administrador de Cuentas dentro de los primeros quince días de febrero y aplicados a partir del mes de marzo de cada año.
- Los factores para referir medidas de un nivel de tensión al STN dependen de los índices de pérdidas reconocidos respectivos y, dependiendo del nivel, de

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 5 de 38

otros niveles de tensión, y flujos de energía entre niveles y el mismo nivel de tensión. También son calculados por el LAC.

La fórmula de costos para la componente de pérdidas del CU se encuentra definida en el artículo 14 de la Res. CREG 119 de 2007, modificado por la Res. CREG 173 de 2011, en la cual se encuentran dos términos asociados al costo de producción (generación) y transporte de pérdidas eficientes de energía (transmisión) los cuales se definen como los costos de generación y transmisión multiplicados por factores de escala. Estos factores dependen de variables denominadas fracciones de pérdidas de las pérdidas de energía eficientes reconocidas, los cuales corresponden a los factores para referir medidas al STN. Por otra parte, los cargos por uso (asociados a la componente de distribución) de nivel de tensión están definidos por la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018, los cuales dependen de los cargos de nivel de tensión y de los factores para referir medidas al STN y los índices de pérdidas reconocidos. De esta manera, es posible evidenciar que la definición del índice de pérdidas reconocidas trae consigo un efecto tarifario en diferentes frentes, en las componentes de distribución y de pérdidas.

Es de destacar que, si bien bajo los parámetros de la metodología vigente, los índices de pérdidas eficientes en el nivel de tensión 1 se ajustaron para 25 de los 29 mercados de comercialización con respecto a aquellos aprobados en la anterior metodología (Resolución CREG 097 de 2008), la mayor parte de los nuevos valores tomaron como base el resultado del convenio con la UTP publicado a través de la Circular CREG 052 de 2010, por lo que se considera necesaria su actualización.

Adicionalmente, los cuatro mercados cuyos valores no se actualizaron corresponden a operadores para los cuales el índice reconocido de nivel de tensión 1 se aprobó bajo las disposiciones de la Resolución CREG 172 de 2011 y no han sido actualizados desde este entonces. Un menor grupo de OR, quienes no contaban con índice calculado en la Circular CREG 052 de 2010, o quienes quisieron actualizarlo, presentaron estudios técnicos con base en lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018. En principio se considera que estas pautas establecidas presentan una opción de mejora con el fin de obtener resultados más precisos y actualizados de las pérdidas técnicas, teniendo en cuenta los avances tecnológicos y de disponibilidad de información en la actualidad.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 6 de 38

Ahora bien, teniendo en cuenta que esta metodología ya superó los cinco (5) años de aplicación, la Comisión mediante el Proyecto de Resolución CREG No. 701 090 del 21 de junio de 2025, publicó a comentarios las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar y actualizar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN para el siguiente período tarifario. Como parte de este proyecto de resolución se publicó un diagnóstico de aplicación de la metodología para el periodo 2019 – 2023, evidenciando que:

- Persisten brechas en los niveles del Índice de Pérdidas Totales, IPT, entre los mercados de comercialización, con operadores que mantienen pérdidas relativamente bajas (2% –8%) frente a otros con niveles elevados y persistentes.
- La reducción de pérdidas no fue generalizada dado que únicamente 11 de los 28 Operadores de Red evaluados lograron disminuir su IPT entre el inicio y el cierre del período de análisis, mientras que 18 OR no presentaron reducciones netas, lo que evidencia limitaciones en la consecución de los objetivos de reducción durante la vigencia de la metodología.
- No se identificó una correlación directa y consistente entre la magnitud de la remuneración por inversiones para reducción de pérdidas diferentes a unidades constructivas, INVNUC, y el desempeño en reducción de pérdidas, observándose que mercados con mayores niveles de remuneración presentaron bajos niveles de cumplimiento de las metas aprobadas, mientras que otros con menores o nulos incentivos alcanzaron mejores resultados.
- El IPT nacional ponderado presentó un incremento durante los primeros años del período, alcanzando valores cercanos al 16 %, y aunque posteriormente mostró una tendencia a la baja, no retornó al nivel inicial registrado en 2019.
- El cálculo del IPT presenta limitaciones asociadas a la medición de los flujos de energía, dado que se ha basado en flujos unidireccionales y en una

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 7 de 38

cobertura incompleta de las fronteras de distribución, lo cual afecta la precisión en la estimación de pérdidas eficientes.

- Se evidenció un incremento en el nivel de inversiones promedio en el país lo cual debería tener incidencia en mejoras de los niveles de pérdidas técnicas, cuyos valores deben ser actualizados para ajustar la asignación de eficiencias en la nueva metodología.

Es de agregar que, en el marco de la actualización de la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018, en 2025 se ejecutó el contrato CREG No. 082-2025, que tuvo como objeto apoyar los análisis de la Comisión respecto a dicha actualización. El informe final de este contrato fue divulgado a través de la Circular CREG 205 de 2025, dentro del cual se encuentra, entre otros aspectos, un análisis de la evolución de las pérdidas totales a lo largo de los diferentes mercados, el efecto de la aplicación de mecanismos regulatorios introducidos a través de la Resolución CREG 015 de 2018, y recomendaciones de alternativas de mejora al respecto.

De este análisis se identificó un problema asociado a la no reducción continua de pérdidas de energía por parte de empresas que estaban por encima de niveles eficientes a lo largo del periodo tarifario. Dentro de las posibles causas, se mencionaron como relevantes el uso de índices de pérdidas técnicas eficientes de nivel de tensión 1 calculados en el 2010 y pérdidas no técnicas eficientes posiblemente desactualizados. Con el fin de aliviar las posibles consecuencias derivadas de este problema, se propusieron y evaluaron cualitativamente una serie de alternativas para la actualización de pérdidas técnicas, no técnicas, y adicionales, así como consideraciones sobre su asignación por nivel de tensión y referencia al STN.

Por lo tanto, en el marco del proceso de actualización de la mencionada metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y en atención a los aspectos antes mencionados, la CREG requiere contratar la realización de un estudio técnico especializado para:

1. **Metodología de estimación de índice de pérdidas técnicas**. Se requiere que se presente una propuesta metodológica para el cálculo de índices de pérdidas técnicas de los niveles de tensión 1, 2 y 3 para ser aplicada por parte de los OR del

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 8 de 38

SIN con base en las propuestas y recomendaciones del estudio publicado mediante la Circular CREG 205 de 2025 y demás criterios que el contratista considere pertinentes.

2. **Modelo para determinar niveles eficientes de pérdidas no técnicas**. Se debe entregar un modelo para determinar los niveles eficientes de pérdidas no técnicas de cada uno de los mercados de comercialización a nivel nacional, entendidos como el punto a partir del cual la gestión de las pérdidas se vuelve más costosa que su reconocimiento, considerando las variables relevantes que afecten estos índices, particularidades y contexto de cada mercado. Con base en el modelo propuesto calcular los índices de pérdidas no técnicas eficientes.

Por lo expuesto, la CREG requiere un estudio especializado para establecer una propuesta metodológica para el cálculo de índices de pérdidas técnicas aplicable por parte de todos los OR y un modelo para determinar niveles eficientes de pérdidas no técnicas de los mercados de comercialización a nivel nacional. Esto con el objetivo de actualizar las pérdidas eficientes por nivel de tensión para aplicar en la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA, IDONEIDAD / ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA NECESIDAD A CONTRATAR

Colombia cuenta con un sistema que permite el suministro del servicio público domiciliario de energía eléctrica a cerca de 17 millones de usuarios del país, con una cobertura superior al 96% de los habitantes del país. Este servicio requiere de la participación articulada de distintos agentes a través de la cadena del servicio, de los cuales los distribuidores, también denominados OR, se encargan de transportar la energía desde las redes de alta tensión a través de centros de transformación y redes que se extienden por el país, hasta llegar a los usuarios finales que consumen la energía.

A continuación, en la Ilustración 1 se presentan algunas estadísticas generales sobre el sistema Colombiano respecto de las inversiones totales, capacidad de

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 9 de 38

transformación instalada, energía transportada, usuarios conectados, subestaciones eléctricas de potencia que hacen parte del sistema y longitud de redes:

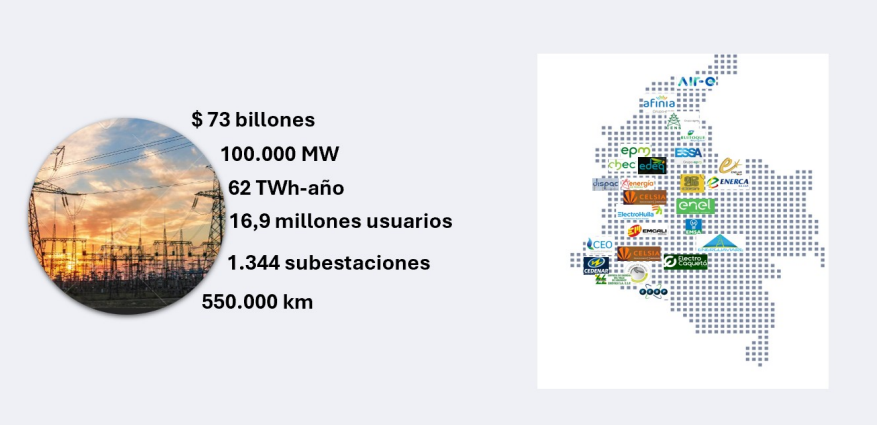


Ilustración 1. Estadísticas para la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia. Fuente: Elaboración propia.

Datos, todos asociados a un total de 27 OR presentes en 29 mercados de comercialización, cuyos ingresos y cargos se calculan con base en lo establecido por la Comisión en la Resolución CREG 015 de 2018, la cual, ya cumplió con su periodo de vigencia mínimo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, por lo que actualmente se presenta la oportunidad de su actualización.

Al respecto, vale la pena indicar que durante los últimos años se han presentado múltiples avances tecnológicos en la industria de la energía eléctrica, en especial a nivel de redes y subestaciones de distribución, tanto en equipos como herramientas de monitoreo y ejecución de maniobras, que sumados a los proyectos de optimización de procesos realizados al interior de los OR y a las características especiales que tiene el país en el ámbito social, económico y ambiental, se hace

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 10 de 38

necesaria la contratación de una firma contratista que apoye los análisis que debe realizar la CREG para la actualización de la metodología vigente para el reconocimiento de pérdidas eficientes tanto técnicas como no técnicas.

Teniendo en cuenta su ámbito de aplicación nacional, como se muestra en la siguiente ilustración, la actualización de la metodología de distribución de energía eléctrica, y de forma particular para este caso de la metodología de cálculo de índices de pérdidas técnicas y no técnicas eficientes a reconocer, afecta a todos los usuarios que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional, SIN, de tal manera que dicha metodología debe propender por un equilibrio en la aplicación de los criterios tarifarios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, con la finalidad de que se garanticen tarifas eficientes, una calidad del servicio suficiente y una remuneración a las empresas que les permita tener suficiencia financiera.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 11 de 38



Ilustración 2 Sistema Interconectado Nacional. Fuente:
http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf

La actividad de distribución de energía eléctrica comprende el transporte de energía eléctrica desde los puntos de conexión con el Sistema de Transmisión Nacional (STN), que opera a tensiones por encima de los 220 kV, hasta los puntos de consumo de los usuarios finales (Sistemas de Transmisión Regional - STR y Distribución Local - SDL), tanto a nivel residencial como no residencial. En este marco, el modelo tarifario debe integrar de manera armónica los aspectos económicos con las realidades técnicas propias de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Por lo tanto, dentro de algunos de los pilares técnicos fundamentales para la actualización de la metodología tarifaria, se identifican:

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Pagina 12 de 38

i. Gestión de pérdidas de energía: Comprende tanto las pérdidas técnicas inherentes al transporte y transformación (efecto Joule y fugas por aislamiento), como las pérdidas no técnicas, las cuales han mostrado una dinámica vinculada directamente al nivel de inversión ejecutada por los OR, y guardan correlación con factores exógenos a la operación de la infraestructura eléctrica y al contexto socioeconómico y cultural de las regiones a las cuales están vinculados.

ii. Calidad de la Potencia y del Servicio: Involucra el monitoreo de las señales de tensión y corriente que pueden afectar tanto la calidad del servicio percibida por los usuarios como la seguridad e integridad de algunos electrodomésticos y maquinaria conectada al sistema.

iii. Eficiencia Energética y Transporte de Reactiva: Análisis del transporte de energía reactiva en exceso y el impacto de equipos con baja eficiencia o en condiciones de cargabilidad extrema, son aspectos que inciden en la estabilidad del sistema y en los costos facturados al usuario

iv. Integridad y Renovación de la Infraestructura: Es imperativo considerar el perfil de antigüedad de los activos, toda vez que se ha identificado un envejecimiento en categorías críticas como transformadores de potencia y equipos de control, lo que exige mecanismos de reposición alineados con la vida útil regulatoria.

Finalmente, el diseño de esquemas de incentivos y compensaciones demanda el uso de herramientas de modelamiento avanzado. Por lo tanto, se deberá realizar simulaciones de flujos de carga, análisis estocásticos de modelos de eficiencia, proyecciones financieras de flujo de caja y depreciación de activos, así como simulaciones de perturbaciones electromagnéticas para determinar la proporcionalidad y aplicabilidad de la regulación propuesta, por citar algunos ejemplos.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 13 de 38

Las metodologías asociadas con los tres primeros periodos tarifarios de esta actividad (Resoluciones CREG 099 de 1997, 082 de 2002 y 097 de 2008) consideraron una remuneración del tipo de valor de reposición a nuevo, VNR, que fue sustituida por una remuneración del tipo de costo de reposición depreciado, CRD, mediante la Resolución CREG 015 de 2018, la cual introdujo cambios importantes tanto en la forma de remuneración de la inversión, como en las señales para la calidad del servicio y las pérdidas de energía, acorde con las necesidades de incentivos detectadas y según los lineamientos establecidos principalmente en los Decretos MME 387 y 388 de 2007, (incorporación de programas de reducción de pérdidas y lineamientos adicionales para la remuneración de los activos de distribución respectivamente).

Las pérdidas reconocidas, y en particular el índice de pérdidas reconocidas, corresponden formalmente al porcentaje de las pérdidas por nivel de tensión que son reconocidas y que influencian el cálculo del costo de pérdidas definido en la Resolución CREG 173 de 2011 y los cargos de distribución cuyo cálculo está definido en la Resolución CREG 015 de 2018. En la Tabla 1 los principales aspectos en torno a este índice de pérdidas a lo largo de las metodologías de distribución, cuyo cálculo y definición se ha visto refinado en cada iteración.

Tabla 1 Recorrido regulatorio de antecedentes de reconocimiento de pérdidas.

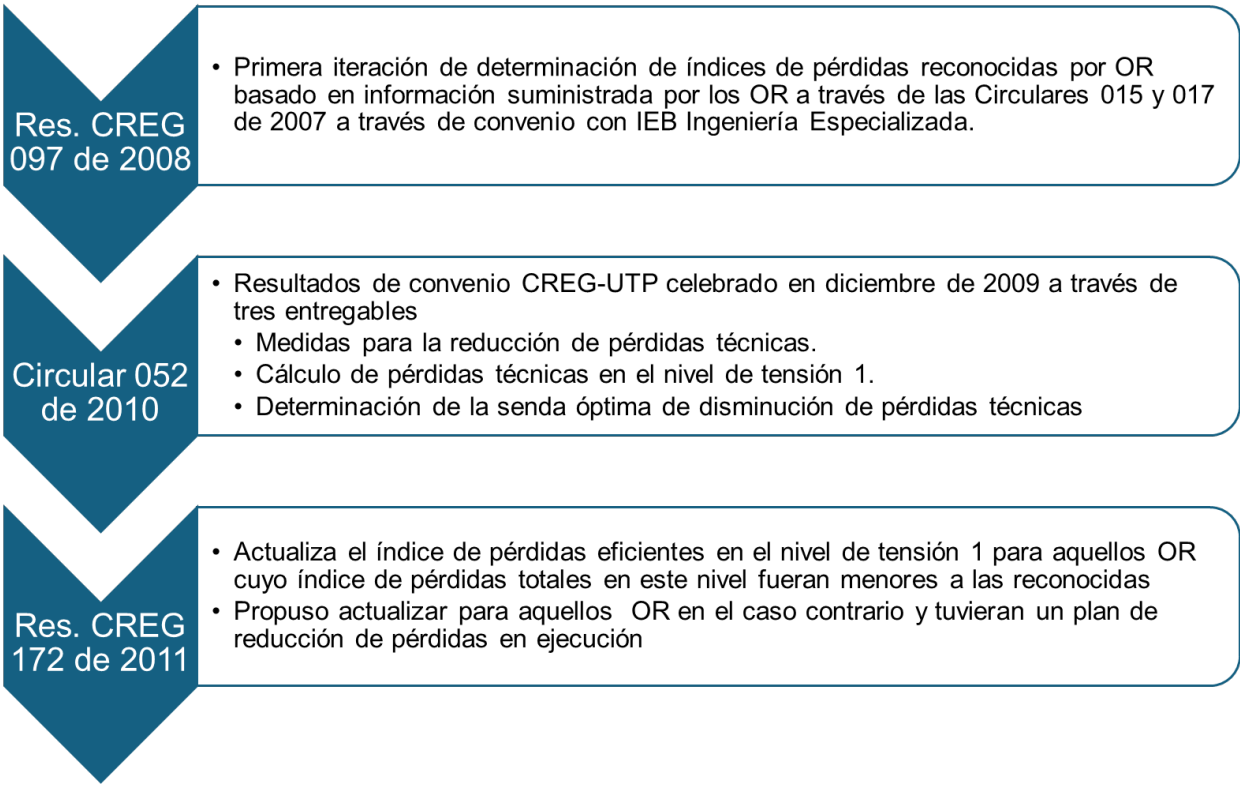
	TEMAS	**Resolución CREG 099 de 1997**	**Res. CREG 082 de 2002**	**Res. CREG 097 de 2008**
Reconocimiento de pérdidas	Índice de pérdidas reconocidas	Reconoce a todos los OR el mismo nivel de pérdidas equivalente al 15%.	Establece niveles de pérdidas por OR constantes en función del nivel de tensión y composición del mercado.	Define pérdidas reconocidas constantes a partir de análisis aportados por cada OR e información remitida por XM.
	Factores para referir medidas al STN		Define los factores para referir medidas al STN y sus fórmulas de cálculo.	Renueva el cálculo de los factores para referir medidas al STN

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 14 de 38

Fuente: Elaboración propia

Del anterior se destaca que a partir de la Resolución CREG 097 de 2008 la CREG empezó para tener en cuenta insumos de información por parte de los OR para la determinación de los índices de cada uno que en su momento se desarrolló a través del convenio celebrado con la firma IEB Ingeniería Especializada. Entre la 097 de 2008 y la 015 de 2018 se presentaron actualizaciones a los índices de pérdidas reconocidos y disposiciones en torno a estos dentro de los cuales se resaltan los presentados en la Ilustración 3.

Ilustración 3 Hitos regulatorios en torno al reconocimiento de pérdidas entre la metodología anterior y vigente.



Fuente: Elaboración propia

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 15 de 38

En términos generales, posterior a la Resolución CREG 097 de 2008 y previo a la Resolución CREG 015 de 2018 el índice de pérdidas reconocido correspondía a una estimación de las pérdidas técnicas de un operador de red con base en las condiciones de su infraestructura eléctrica presentadas por estos durante el 2007 y 2011 para aquellos que aplicara para todos los niveles de tensión excepto el NT1 para el cual se reconocía una porción de las pérdidas no técnicas. En otras palabras, las pérdidas reconocidas eran equivalentes a las eficientes.

Por otro lado, se destacan las disposiciones de la Resolución CREG 172 de 2011, a través de la cual se actualizaron los índices de pérdidas eficientes (en esos entonces reconocidos) para aquellos operadores de red para los cuales estos fueran superiores a los totales; es decir, se reconocía más que el estado real de las pérdidas. Esta actualización se realizó a través de resoluciones particulares, las cuales se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2 Resoluciones Particulares en el marco de la Res. CREG 172 de 2011

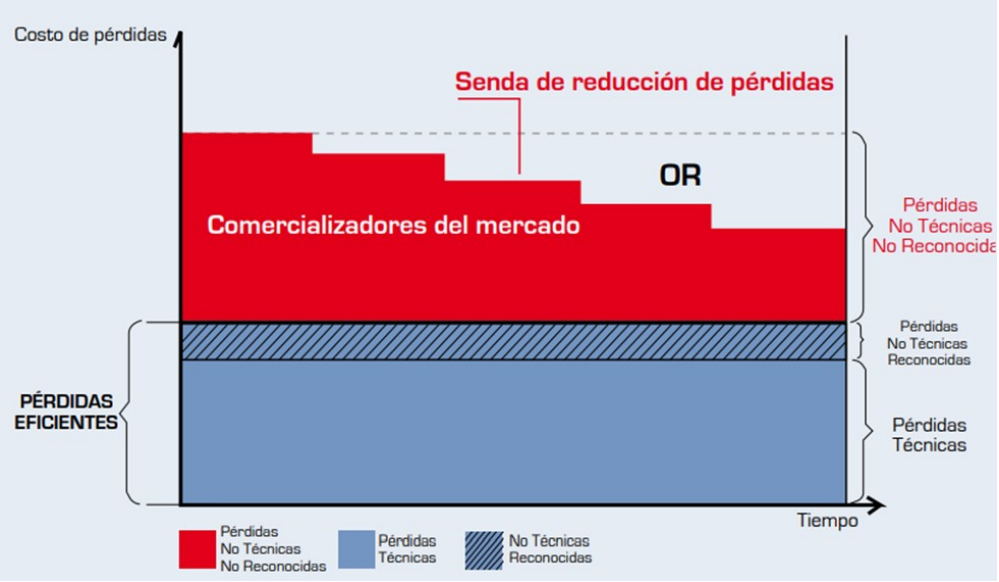
Empresa	Mercado	Resolución
EPM	ANTIOQUIA	CREG 99 de 2012, CREG 63 de 2012
Ruitoque	RUITOQUE	CREG 64 de 2012
CETSA	TULUÁ	CREG 61 de 2012
CODENSA	BOGOTÁ	CREG 60 de 2012
EDEQ	QUINDÍO	CREG 62 de 2012

Fuente: Elaboración propia

En la Ilustración 4 se presenta gráficamente el reconocimiento de pérdidas para cualquier OR.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 16 de 38

Ilustración *4* Ilustración gráfica del reconocimiento de pérdidas.



Fuente: CREG[1]

Esta puede desagregarse de la siguiente manera:

- La región azul se encuentran las pérdidas eficientes que, hasta la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, correspondía con las pérdidas reconocidas. Es posible evidenciar que dentro de esta franja que se encuentra una sección con un patrón de rayas asociado a las pérdidas no técnicas reconocidas que, como se puede evidenciar, es una porción del total de las pérdidas no técnicas.
- La región roja que se encuentra por encima de las pérdidas eficientes corresponde a las pérdidas que representan las pérdidas no técnicas no reconocidas y, por lo tanto, un potencial de reducción. Esta fracción no era reconocida en tarifa y era asumida por el mismo operador.

[1] *Propuestas para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local*, CREG, 2011. https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf6266.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 17 de 38

Como se verá a continuación, si bien la noción del cálculo de las pérdidas reconocidas cambió para ciertos operadores, la interpretación de esta gráfica continúa siendo la misma.

La Resolución CREG 015 de 2018, y en particular el capítulo 7 de su anexo general, define las disposiciones en torno al reconocimiento de pérdidas de energía y la remuneración por gestión de pérdidas en distribución. Respecto a este primero, define las siguientes disposiciones:

- Los índices de pérdidas reconocidos por nivel de tensión corresponden a la suma de los índices de pérdidas eficientes y adicionales.
- Los índices de pérdidas eficientes para los niveles de tensión 2 y 3 corresponden a las pérdidas técnicas, mientras que para el nivel de tensión 1 se agrega con componente de pérdidas no técnicas. Se entiende que estos valores eficientes corresponden al umbral a partir del cual la inversión y remuneración requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más costosa que reconocerlas a través de tarifa.
- En lo que respecta a las pérdidas eficientes de los niveles de tensión 2 y 3, los operadores de red, en adelante OR, fueron divididos en dos grupos dependiendo de si sus índices de pérdidas aprobados bajo la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008 eran iguales o inferiores a la suma de la media más la desviación estándar de los índices de todos los operadores. Si esto fue así, el OR no debía presentar un estudio de pérdidas y podía continuar con los índices vigentes, con la posibilidad de presentar un estudio de pérdidas técnicas; en caso contrario, el OR debía presentar un estudio de pérdidas técnicas en el nivel de tensión que corresponda siguiendo criterios definidos.
- En lo que respecta a las pérdidas eficientes de nivel de tensión 1, estas se definen como la suma entre las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. En el caso de las pérdidas técnicas, los OR que no contaban con un índice de pérdidas técnicas calculadas en la Circular CREG 052 de 2010 o aquellos que quisieran actualizarlo, debían presentar el cálculo de pérdidas de energía

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 18 de 38

modelando la red acorde a criterios definidos. Para el reconocimiento de pérdidas no técnicas, se definió una formula estática que depende de la longitud de líneas rurales en el nivel de tensión 2 y la razón de la energía entregada a usuarios en áreas especiales y su máximo valor y dependiendo del mercado representan una porción de las pérdidas no técnicas reales. En la Tabla 3 se presentan los resultados de la aplicación de esta metodología para todos los OR.

Tabla 3 Índices de pérdidas eficientes de nivel de tensión 1 aprobados con base en las Resoluciones CREG 097 de 2008 y Resolución CREG 015 de 2018.

Abreviación OR	Mercado	CREG 097 de 2008	CREG 015 de 2018
EBSA	Boyacá	10,11%	10,98%
CHEC	Caldas	9,09%	7,73%
CEDENAR	Nariño	8,02%	9,39%
EDEQ	Quindío	8,06%	8,06%
ESSA	Santander	7,57%	9,96%
CELSIA COLOMBIA	Tolima	7,33%	8,50%
CELSIA COLOMBIA	Valle del Cauca	8,94%	8,14%
EPM	Antioquía	10,41%	10,41%
ENELAR	Arauca	10,27%	7,44%
EMSA	Meta	10,01%	7,47%
CENS	Norte de Santander	10,03%	9,12%
CETSA	Tuluá	7,74%	7,74%
ELECTROHUILA	Huila	9,27%	9,26%
ELECTROAQUETÁ	Caquetá	9,00%	9,30%
RUITOQUE	Ruitoque	9,82%	9,57%
EMEVASI	Valle del Sibundoy	10,46%	8,91%
EEPSA	Putumayo	8,57%	8,92%
EEP	Pereira	9,95%	7,95%
EEP	Cartago	10,96%	7,27%
ENEL	Bogotá - Cundinamarca	9,58%	9,58%
EEBPSA	Bajo Putumayo	10,46%	6,74%

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 19 de 38

Abreviación OR	Mercado	CREG 097 de 2008	CREG 015 de 2018
EMCALI	Cali - Yumbo - Puerto Tejada	9,56%	6,64%
ENERGUAVIARE	Guaviare	9,82%	5,78%
DISPAC	Choco	10,99%	7,63%
ENERCA	Casanare	8,46%	10,18%
CEO	Cauca	9,90%	8,66%
AFINIA	Caribemar	9,02%	11,67%
AIR-E	Caribesol	9,02%	11,67%

Fuente: Elaboración propia

- Las pérdidas adicionales corresponden a un incentivo introducido por esta metodología que buscó que los OR aumentaran su nivel de inversión, mediante el reconocimiento de pérdidas no técnicas adicionales a las eficientes. El mecanismo contempla que en un horizonte de diez años las pérdidas reconocidas serán las eficientes. Este incentivo se aplica a aquellos operadores que tuvieron opción de presentar un plan de reducción de pérdidas, es decir aquellos OR para los cuales sus pérdidas totales en el nivel de tensión 1 fueran superiores a las reconocidas a fecha de corte; es decir, para los cuales existía un potencial de reducción.
- El cálculo de las pérdidas adicionales depende primordialmente de dos factores: las pérdidas totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte y el porcentaje de ejecución de inversiones anuales, este último entendiéndose como la razón entre las inversiones ejecutadas y el Costo de Reposición de Referencia (CRR). Para obtener pérdidas adicionales diferentes de cero, los operadores deben ejecutar inversiones al menos 4% y obtienen el máximo posible al ejecutar al menos el 7% del CRR.
- Los índices de pérdidas reconocidas son calculados y publicados por el Liquidador y Administrador de Cuentas dentro de los primeros quince días de febrero y aplicados a partir del mes de marzo de cada año.
- Los factores para referir medidas de un nivel de tensión al STN dependen de los índices de pérdidas reconocidos respectivos y, dependiendo del nivel, de

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 20 de 38

otros niveles de tensión, y flujos de energía entre niveles y el mismo nivel de tensión. También son calculados por el LAC.

Los índices de pérdidas reconocidos, y por consiguiente los factores para referir medidas al STN, hacen parte del cálculo del costo de pérdidas y de los cargos de distribución como se ilustra a continuación.

Pérdidas

La fórmula de costos de pérdidas se encuentra definida en el artículo 14 de la Res. CREG 119 de 2007, posteriormente modificado por la Res. CREG 173 de 2011, se encuentran dos términos asociados al costo de producción (generación) y transporte de pérdidas eficientes de energía (transmisión) los cuales se definen como los costos de generación y transmisión multiplicados por factores de escala como se muestra a continuación

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

Como se puede notar, estos factores de escala dependen de la variable IPR, la cual se define como la fracción de pérdidas de las pérdidas de energía eficientes reconocidas los cuales corresponden a los factores para referir medidas al STN definidos en la metodología de remuneración de la actividad de distribución que se encuentre vigente, en este caso, la Resolución CREG 015 de 2018. Adicionalmente, se nota que entre mayor sea esta variable, mayor será la proporción de la componente de generación y transmisión trasladada a la tarifa.

Distribución

Los cargos por uso por nivel de tensión, los cuales son insumo para el costo de distribución, dependen tanto del cargo de nivel de tensión como de los factores para referir medidas al STN, y por ende de los índices de pérdidas reconocidos. En particular respecto a estos últimos, entre mayor sea los índices de pérdidas reconocidos, mayores serán los cargos por uso.

Lo anterior, evidenciado en el formulario presentado en la Tabla 4. Este formulario no incluye las fórmulas para los cargos por nivel de tensión ($CD_{n,j,m,t}$), cuyo cálculo está influenciado por las pérdidas reconocidas, pero no los factores para referir medidas al STN.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 21 de 38

Tabla 4 Formulario influencia del índice de pérdidas reconocidas en los cargos de distribución.

Nivel tensión	Apartado reg.	Formula
Pérdidas reconocidas ($P_{1,j,t}, P_{2,j,t}, P_{3,j,t}, P_{4,j,m,t}$)		
Factores para referir medidas al STN ($PR_{1,j,t}, PR_{2,j,t}, PR_{3,j,t}, PR_{4,R,m,t}$)		
1	015/2018 7.2.4	$PR_{1,j,t}=1-\left(1-P_{j,1,t}\right)\left[\left(1-PR_{3,j,t}\right)\left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}}\right)+\left(1-PR_{2,j,t}\right)\left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}}\right)\right]$
2	015/2018 7.2.3	$PR_{2,j,t}=1-\left(1-P_{j,2,t}\right)\left[\left(1-P_{4,R,m,t}\right)\left(1-P_{j,3,t}\right)\left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}}\right)+\left(1-P_{4,R,m,t}\right)\left(1-\right.\right.$
3	015/2018 7.2.2	$PR_{3,j,t}=1-\left(1-P_{j,3,t}\right)\left[\left(1-P_{4,R,m,t}\right)\left(\frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}}\right)+\left(1-P_{j,STN-3}\right)\left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}}\right)\right.$
4	015/2018 7.2.1, 1.1.1	$PR_{4,R,m,t}=P_{4,R,m,t}=1-\frac{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t}*\left(1-P_{4,j,m,t}\right)^{-1}}$
Componente de costo de pérdidas ($PR_{m,n,i,j}$)		
1,2,3,4	173/2011	$IPR_{n,m,j}=PR_{n,j,t}$, $IPR_{1,m,j}=PR_{1,j,t}$, $IPR_{1,m,j}=PR_{2,j,t}$, $IPR_{1,m,j}=PR_{3,j,t}$, $IPR_{1,m,j}=PR_{4,R,m,t}$, $PR_{m,n,i,j}=[G_{m,i,j}\frac{IPR_{n,m,j}+IPRSTN_{m-1}}{1-\left(IPR_{n,m,j}+IPRSTN_{m-1}\right)}+T_m\frac{IPR_{n,m,j}}{1-IPR_{n,m,j}}+CPROC$
Cargos por uso de distribución ($Dt_{n,j,m,t}$)		
1	015/2018 1.1.4	$Dt_{1,j,m,t}=\frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{1,j,m,t}}+\frac{CD_{2,j,m,t}}{1-P_{1,j,t}}-CDI_{1,j,m,t}+CDA_{1,j,m,t}+Dtcs_{1,j,m,t}$
2	015/2018 1.1.3	$Dt_{2,j,m,t}=\frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{2,j,m,t}}+CD_{2,j,m,t}+Dtcs_{2,j,m,t}$
3	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t}=\frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{3,j,t}}+CD_{3,j,m,t}+Dtcs_{3,j,m,t}$
4	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t}=\frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{4,R,m,t}}$

Fuente: Elaboración propia

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 22 de 38

Teniendo en cuenta el estudio de mercado realizado como parte del presente proceso de contratación, se revisaron adquisiciones previas para contratos con objetos relacionados por parte de la entidad, por parte de otras entidades y se realizó un sondeo de mercado en el que se obtuvieron las siguientes respuestas, teniendo en cuenta IVA desagregado en dichas actividades. Esto se presenta en la Tabla 3

Tabla 5 Desagregación de propuesta los servicios solicitados a cotizar

		Componentes	
Proponente	**Cotización**	**Pérdidas no técnicas**	**Pérdidas técnicas**
IEB	1.410.810.894	423.243.296	987.567.689
UTP	3.700.000.000	1.200.000.000	2.500.000.000

Fuente: Elaboración propia.

Para la estimación del presupuesto de este estudio se realizó un promedio ponderado sobre las propuestas de cada uno de los oferentes, asignando un 80% y 20% a las propuestas de IEB y la UTP respectivamente, teniendo en cuenta la disparidad entre los valores cotizados.

Para el caso particular del estudio de pérdidas técnicas, como se mencionó anteriormente el alcance de este fue reducido con respecto a la solicitud de cotización, estimando una proporción del 15% con respecto al valor original. De esta manera, los valores se tomaron como se muestra en Tabla 6.

Tabla 6 Memoria de cálculo de la estimación del presupuesto.

			A	B	C
			Componentes		15%
Ponderación	**Proponente**	**Cotización total (A+B)**	**Pérdidas no técnicas**	**Pérdidas técnicas**	**Valor ponderado pérdidas técnicas - reducción alcance**
80%	IEB	1.410.810.894	423.243.296	987.567.689	148.135.153

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 23 de 38

			A	B	C
			Componentes		15%
Ponderación	**Proponente**	**Cotización total (A+B)**	**Pérdidas no técnicas**	**Pérdidas técnicas**	**Valor ponderado pérdidas técnicas - reducción alcance**
20%	UTP	3.700.000.000	1.200.000.000	2.500.000.000	375.000.000
			578.594.637		193.508.123
	Promedio ponderado (A+C)	772.102.759			

Así, promedio ponderado de las propuestas para el estudio de pérdidas no técnicas y técnicas resulto en valores de $578.594.637 y $193.508.123, respectivamente. Agregando estos dos valores, y redondeando a la unidad de mil, el valor estimado final es de $772.103.000.

Conforme a lo anterior, al plan anual de adquisiciones de la CREG para 2026 y al presupuesto asignado el gestor de la necesidad determina que en el análisis el VALOR ESTIMADO DEL CONTRATO/ PRESUPUESTO OFICIAL – es de SETECIENTOS SETENTA Y DOS MILLONES CIENTO Y TRES MIL PESOS M/CTE ($772.103.000) incluidos todos los impuestos, costos directos e indirectos a que haya lugar de acuerdo con las disposiciones legales vigentes.

OBJETO DEL CONTRATO

173 Realizar un estudio especializado que apoye los análisis de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - en la definición y cálculo de índices de pérdidas de energía, en el marco de actualización de la metodología tarifaria vigente.

MODALIDAD DE CONTRATACIÓN

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 24 de 38

De conformidad con lo establecido en el numeral 3 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007 y el Decreto 1082 de 2015, por tratarse de un estudio técnico especializado para la revisión y actualización la metodología de estimación las pérdidas técnicas y el modelo para estimar los niveles eficientes de pérdidas no técnicas, donde prima la calidad y la experiencia del contratista sobre el precio, la selección del proponente se realizará mediante Convocatoria Pública.

De otra parte, dentro de la Agenda Regulatoria Indicativa 2026 publicada para comentarios mediante la Circular CREG 222 de 2025, se incluyó el tema de ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA. Posteriormente, en sesión del Comité de Expertos N°05, celebrada el día 21 de enero del presente año, se aprobó, como apoyo para complementar los análisis realizados dentro del proceso de actualización de la metodología de distribución, contratar un tercero que se encargue de realizar un estudio especializado que apoye los análisis de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - en el proceso de actualización de la metodología de estimación las pérdidas técnicas y el modelo para estimar los niveles eficientes de pérdidas no técnicas.

De acuerdo con lo anterior, el Comité de Expertos recomendó al Ordenador del Gasto, amparado bajo los principios de economía, responsabilidad y eficacia, adelantar un proceso de selección bajo la modalidad de convocatoria pública en la que podrán participar personas naturales y/o jurídicas, nacionales y/o extranjeras, o formas conjuntas (consorcios o uniones temporales) que acrediten experiencia técnica en el sector eléctrico.

De conformidad con el numeral 2.1.5 del Manual de Contratación de la CREG_BS-MN-003 adoptado mediante Resolución 99_200 de 2024, este proceso de selección se realizará a través de la modalidad de contratación: Convocatoria Pública.

VALOR ESTIMADO Y FORMA DE PAGO

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 25 de 38

El contrato tendrá un valor total estimado de SETECIENTOS SETENTA Y DOS MILLONES CIENTO Y TRES MIL PESOS M/CTE ($772.103.000) incluidos los impuestos a que haya lugar de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, así como, los costos directos e indirectos. Esta suma será pagada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) al contratista de la siguiente manera:

1. Un pago equivalente al ocho por ciento (8%) del valor del contrato por el cumplimiento de las actividades descritas en el punto 1 de las Obligaciones específicas del contratista.
2. Un pago equivalente al treinta y seis por ciento (36%) del valor del contrato por el cumplimiento de las actividades descritas en los puntos 2, 3.1 y 3.2 de las Obligaciones específicas del proponente.
3. Un pago equivalente al treinta y seis por ciento (36%) del valor del contrato por el cumplimiento de las actividades descritas en los puntos 3.3, 3.4, 3.5, y 3.6 de las Obligaciones específicas del proponente.
4. Un pago equivalente al doce por ciento (20%) del valor del contrato por el cumplimiento de las actividades descritas en los puntos 4 y 5 de las Obligaciones específicas del proponente.

Los pagos estarán sujetos a la disponibilidad del Programa Anual de Caja “PAC”. Estarán sujetos cada uno de los pagos a la previa presentación de los siguientes documentos: i) presentación de factura o cuenta de cobro por parte del contratista. ii) el informe de las actividades realizado por parte del contratista cuando haya lugar. iii) certificación y/o soporte de cumplimiento del pago de los aportes al sistema integral de seguridad social y parafiscal del período correspondiente a la ejecución y vigencia del contrato. iv) al recibo a satisfacción de los productos pactados por parte del supervisor del contrato. v) todos los demás documentos soporte y cumplimiento de los demás requisitos de ley.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 26 de 38

La Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG hará los descuentos tributarios a que haya lugar sobre los pagos, de acuerdo con las disposiciones vigentes u otros, en caso de surgir nuevas disposiciones tributarias.

Los pagos se efectuarán mediante transferencia electrónica a la cuenta bancaria que indique el contratista, reportada en el sistema SECOP II y la indicada en la certificación de cuenta bancaria anexa en los documentos requeridos para la suscripción del contrato.

PLAZO DE EJECUCIÓN

El contrato tendrá una duración desde la suscripción del acta de inicio, previo cumplimiento de los requisitos de ejecución, perfeccionamiento y legalización y hasta el 15 de septiembre de 2026.

LUGAR DE EJECUCIÓN

La ejecución del objeto contractual se desarrollará en la ciudad de Bogotá D.C.

OBLIGACIONES ENTRE LAS PARTES

Sin perjuicio de las obligaciones que se deriven de la normatividad existente, en especial del Manual de Contratación de la Entidad, el contratista y la CREG deberán asumir las respectivas obligaciones.

I. OBLIGACIONES DE LA CREG

Obligaciones generales de la CREG

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 27 de 38

a) Verificar previo a la suscripción del contrato los documentos requeridos para la contratación.
b) Exigir y vigilar la ejecución idónea y oportuna del objeto del contrato a través del supervisor designado.
c) Pagar el valor total del contrato, en la forma estipulada en este contrato, previo cumplimiento de los requisitos legales y aprobación por parte del supervisor.
d) Entregar la información requerida para el cumplimiento de las obligaciones de EL CONTRATISTA, siempre y cuando no sea obligación de este.
e) Adelantar las gestiones necesarias para el reconocimiento y cobro de las sanciones pecuniarias a que hubiere lugar.
f) Presentar al contratista a través del supervisor las sugerencias y observaciones sobre el trabajo a realizar para que se satisfaga la necesidad de la CREG y el objeto de la contratación.
g) Socializar los lineamientos del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

II. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

Obligaciones generales del contratista

a) El contratista se obliga a cumplir con el objeto del contrato con total autonomía técnica y administrativa y bajo su propia responsabilidad.
b) Responder por el adecuado y oportuno cumplimiento de las obligaciones contraídas del contrato.
c) Utilizar en debida forma las claves asignadas para el ingreso a los sistemas de información y gestión de la CREG requeridos para la ejecución del contrato y al finalizar el mismo, informar para su desactivación, garantizando la seguridad y

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 28 de 38

reserva de la información conocida por estos u otros medios durante la ejecución.

d) Realizar los pagos al Sistema Integrado de Seguridad Social - SISS (salud, pensión y riesgos laborales) y/o Certificar por el Representante Legal o el Revisor Fiscal el pago del Sistema Integrado de Seguridad Social y aportes parafiscales de acuerdo con la normatividad vigente, y durante la ejecución del contrato.

e) Dar cumplimiento con la ejecución del contrato presentando la factura y/o cuenta de cobro y demás documentos requeridos de acuerdo con el plan de pagos establecido en el contrato, así como la respectiva publicación de los documentos del trámite de pagos en la plataforma del Sistema de Colombia Compra Eficiente SECOP II.

f) El contratista se obliga a dar estricto cumplimiento de la legislación vigente sobre Seguridad y Salud en el Trabajo, establecida en el Decreto 1072 de 2015 y demás normas aplicables, durante la ejecución del objeto del contrato, así como a las disposiciones administrativas, reglamentarias y/o a las instrucciones escritas o verbales que sobre la materia determine la COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG.

g) Conocer la Política de Equidad, Diversidad e Inclusión de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, mediante la cual se establecen los lineamientos que promueven la cultura de respeto a la diversidad, igualdad, no discriminación, e inclusión. Política que se encuentra disponible mediante solicitud al correo electrónico: creg@creg.gov.co.

h) Mantener actualizado su domicilio durante el plazo de ejecución del contrato y seis (6) meses más.

i) Presentarse a la CREG en el momento en que sea requerido por ésta para la suscripción de la correspondiente acta de liquidación del contrato, si a ello hubiere lugar.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 29 de 38

j) Todas las demás que resulten necesarias e indispensables para el cabal cumplimiento de los fines del contrato.

Obligaciones específicas del contratista

Descripción de las obligaciones y actividades a desarrollar
1. Entregar un documento que contenga el cronograma, la metodología y el plan de trabajo para la ejecución del estudio.
2. Presentar una propuesta metodológica para el cálculo de índices de pérdidas técnicas de los niveles de tensión 1, 2 y 3 para ser aplicada por parte de los OR del SIN con base en las propuestas y recomendaciones del estudio publicado mediante la Circular CREG 205 de 2025[2] y demás criterios que el contratista considere pertinentes. Para dichos efectos, el proponente deberá: Proponer y analizar alternativas para el cálculo de índices de pérdidas técnicas de los niveles de tensión 1, 2 y 3, incluyendo una alternativa que considere la información de todo el sistema del OR, otra que considere el uso de valores estandarizados en función de factores publicados en normas nacionales e internacionales, valores típicos operativos y de diseño y cantidades de elementos, y las demás que considere el contratista. 2.1. Evaluar las alternativas del punto anterior indicando ventajas, desventajas y aquella que logre la mejor estimación de las pérdidas técnicas de cada nivel de tensión y los requisitos para ser aplicada por todos los OR. 2.2. Entregar un borrador de anexo técnico que pueda ser incorporado en la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, en caso de que la Comisión lo considere, con un procedimiento claro y replicable para el cálculo de los índices de pérdidas técnicas de niveles de tensión 1, 2 y 3 que contenga al menos: 2.2.1. Los insumos y criterios de recolección y reporte de información. 2.2.2. Criterios de verificación de consistencia y completitud de la información. 2.2.3. Reglas para el tratamiento de información incompleta o mal reportada. 2.2.4. Otros aspectos sobre la recolección, procesamiento, validación, consolidación y modelamiento de la información, y demás que se consideren necesarias. 2.2.5. Reglas de transición en caso de que algún OR no pueda cumplir el procedimiento

[2] https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Circular_CREG_205_2025/Contrato_CREG_UTP_082_2025_Informe_FINAL_R1-SECTOR.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 30 de 38

Descripción de las obligaciones y actividades a desarrollar
recomendado o no entregue los estudios de pérdidas solicitados.
3. Entregar un modelo para determinar los niveles eficientes de pérdidas no técnicas de cada uno de los mercados de comercialización a nivel nacional, entendidos como el punto a partir del cual la gestión de las pérdidas se vuelve más costosa que su reconocimiento, considerando las variables relevantes que afecten estos índices, particularidades y contexto de cada mercado. Con base en el modelo propuesto calcular los índices de pérdidas no técnicas eficientes. Para dichos efectos, el proponente deberá: 3.1. Proponer y evaluar al menos tres alternativas para determinar los niveles eficientes de pérdidas no técnicas de los OR. Realizar un análisis comparativo, evaluando ventajas y desventajas de cada una, y seleccionar la mejor para su desarrollo. 3.2. Realizar recomendaciones para la asignación por niveles de tensión de las pérdidas no técnicas eficientes. 3.3. Desarrollar un modelo, con base en la alternativa acordada entre la Comisión y el contratista, para determinar el umbral eficiente de pérdidas no técnicas con base en i) las variables relevantes que considere el contratista, ii) el contexto y características de cada mercado de comercialización, que se reflejen en una propuesta de clusterización u otro tipo de tratamiento diferencial equivalente y iii) analizar la posibilidad de incorporar en las variables del modelo el esfuerzo de la gestión realizada por los OR. El resultado del modelo será el punto óptimo, para cada OR o por clúster, donde la gestión de las pérdidas es más costosa que el valor de reconocerlas. 3.4. Definir los insumos de información necesarios y suficientes para el desarrollo, entrenamiento (en caso de que aplique) y ejecución del modelo. En caso de que el contratista lo considere conveniente, la Comisión podrá realizar solicitudes de información a los OR mediante circular. 3.5. Definir las variables de entrada, los aspectos sobre el procesamiento de insumos de información y variables de salida del modelo. 3.6. Entregar un borrador de anexo técnico que pueda ser incorporado en la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, en caso de que la Comisión lo considere, que contenga al menos el modelo propuesto, variables de entrada y salida, valores calculados de las pérdidas no técnicas eficientes.
4. Asistir a las reuniones convocadas, presentar los resultados en los espacios de socialización que programe la Comisión y atender los comentarios que surjan durante la ejecución del presente contrato, a solicitud de la Comisión y de los interesados con base

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 31 de 38

Descripción de las obligaciones y actividades a desarrollar
en la publicación de resultados.
5. Realizar la entrega de los productos asociados a las anteriores actividades, incluyendo: 5.1. Informe técnico detallado y presentación en MS PowerPoint del contenido del informe que incluya todas las obligaciones del contrato a suscribir, así como los desarrollos, soportes, análisis, conclusiones y recomendaciones producto del cumplimiento de las actividades enunciadas en cada numeral. 5.2. Poner a disposición de la CREG las bases de datos, modelos, formulación utilizada, códigos, entre otros archivos y documentos necesarios que permitan replicar los resultados obtenidos por el contratista. 5.3. Atender los comentarios recibidos durante la ejecución del contrato, incluidos los que surjan en respuesta a la publicación de los resultados del estudio.

GARANTÍAS REQUERIDAS PARA EL PROCESO CONTRACTUAL

El Contratista se obliga a constituir a favor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Garantía Única de Cumplimiento a favor de Entidades Estatales, expedida por una entidad bancaria o compañía de seguros legalmente autorizada para funcionar en Colombia, que cubra los siguientes amparos:

- **CUMPLIMIENTO,** por un valor asegurado equivalente al veinte por ciento (20%) del valor del contrato y una duración igual al plazo de este y seis (6) meses más.
- **CALIDAD DEL SERVICIO**, por un valor asegurado equivalente al veinte por ciento (20%) del valor del contrato y una duración igual al plazo de este y un (1) año más.
- **SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES**, por un valor asegurado equivalente al cinco por ciento (5%) del valor del contrato y una duración igual al plazo de este y tres (3) años más.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 32 de 38

Estas garantías serán aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) cuando cumpla con los requisitos legales y contractuales establecidos en el presente contrato. Cuando haya lugar a la modificación del plazo o valor del presente contrato, el Contratista deberá constituir los correspondientes certificados de modificación.

SUPERVISIÓN E INTERVENTORÍA

El seguimiento y vigilancia para la ejecución idónea y oportuna del objeto del contrato se realizará conforme al Manual de Supervisión e Interventoría BS-MN-002 y a través de:

Supervisión (__X__): La cual podrá ser ejercida por el funcionario que el ordenador del gasto designe.

La presente contratación requerirá de Interventoría para su ejecución SI (__) / NO (_X_)

RELACIÓN DE ANÁLISIS DE IDONEIDAD PARA UN CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PROFESIONALES Y DE APOYO A LA GESTIÓN

La presente contratación ha sido objeto de verificación por parte del Gestor de la Necesidad, quien ha evaluado la idoneidad del contratista en relación con el perfil requerido para atender la necesidad identificada. Dicha verificación se encuentra documentada en el formato denominado "*Revisión de idoneidad profesional para contratos de prestación de servicios profesionales y de apoyo a la gestión*", el cual se incorpora como anexo y forma parte integral de la presente detección de necesidades y solicitud de Certificado de Disponibilidad Presupuestal (CDP).

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 33 de 38

¿El futuro contratista cumple con la formación académica y experiencia profesional requeridas según lo establecido en el presente documento?: **SI (___) / No (___) No aplica (X)**

¿Se verificó que los honorarios propuestos guardan relación con la tabla de honorarios vigente aplicable y con la naturaleza de la necesidad a contratar?: **SI (___) / No (___) No aplica (X)**

SOLICITUD DE CERTIFICADO DE DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL - CDP

La presente necesidad se realizará conforme a la siguiente afectación presupuestal:

SOLICITUD DE CDP (marcar con X en la casilla correspondiente)						
Fuente	10	Recurso CON situación de fondos		11	Otros recursos del tesoro con situación de fondos	
	16	Recurso SIN situación de fondos	X			
AFECTACIÓN PRESUPUESTAL						
(marcar con X en la casilla correspondiente)						
FUNCIONAMIENTO						
Adquisición De Activos No Financieros (A-02-01).	**A-02-01-01-003-008**	Muebles, instrumentos musicales, artículos de deporte y antigüedades		**A-02-01-01-004-007**	Equipo y aparatos de radio, televisión y comunicaciones	
	A-02-01-01-004-005	Maquinaria de oficina, contabilidad e informática				
Adquisiciones Diferentes De Activos (A-02-02).	**A-02-02-01-002-008**	Dotación (prendas de vestir y calzado)		**A-02-02-02-007-002**	Servicios inmobiliarios	
	A-02-02-01-003-002	Pasta o pulpa, papel y productos de papel; impresos y artículos relacionados		**A-02-02-02-008-002**	Servicios jurídicos y contables	
	A-02-02-01-003-003	Productos de hornos de		**A-02-02-02-008-003**	Otros servicios profesionales,	

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 34 de 38

		coque; productos de refinación de petróleo y combustible nuclear			científicos y técnicos	
	A-02-02-01-004-007	Equipo y aparatos de radio, televisión y comunicaciones		**A-02-02-02-008-004**	Servicios de telecomunicaciones, transmisión y suministro de información	
	A-02-02-02-006-003	Alojamiento; servicios de suministros de comidas y bebidas		**A-02-02-02-008-007**	Servicios de mantenimiento, reparación e instalación (excepto servicios de construcción)	
	A-02-02-02-006-004	Servicios de transporte de pasajeros		**A-02-02-02-008-009**	Otros servicios de fabricación; servicios de edición, impresión y reproducción; servicios de recuperación de materiales	
	A-02-02-02-006-008	Servicios postales y de mensajería		**A-02-02-02-009-002**	Servicios de educación	
	A-02-02-02-006-009	Servicios de distribución de electricidad, gas y agua (por cuenta propia)		**A-02-02-02-009-003**	Servicios para el cuidado de la salud humana y servicios sociales	
	A-02-02-02-007-001	Servicios financieros y servicios conexos		**A-02-02-02-009-006**	Servicios de esparcimiento, culturales y deportivos	
	A-02-02-02-008-005	Servicios de soporte		**A-02-02-02-010**	Viáticos de los funcionarios en comisión	
INVERSIÓN						
Modernización del marco regulatorio en los sectores de competencia de la CREG a nivel nacional	**C-2106-1900-7-0-2106004-2**	Documentos de regulación	X	**C-2106-1900-7- 0-2106019-2**	Servicio de divulgación del sector minero energético	
Fortalecimiento al desempeño institucional en la comisión de regulación de energía y gas a nivel nacional	**C-2199-1900-0006-0-2199060-2**	Servicio de Educación Informal para la Gestión Administrativa		**C-2199-1900-0006-0-2199054-2**	Servicio de gestión documental	
Fortalecimiento	**C-2199-1900-**	Servicios		**C-2199-1900-**	Servicios de	

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 35 de 38

de la gobernanza de las tecnologías de la información en la CREG nacional	**0005-0-2199067-2**	tecnológicos		**0005-0-2199065-2**	información implementados	

VIGENCIAS FUTURAS			
Radicado interno		**Año**	**Cuantía por año**
Aprobación		**Fuente:**	
		Recurso:	
		Situación de fondos: CSF (__) SSF (____)	

La presente solicitud de contratación es aprobada por el Ordenador del Gasto previa presentación y recomendación del Comité de Expertos conforme al acta N 05 del día 21 de enero del 2026.

Ordenador del Gasto
Nombre: Verónica Ponce Vallejo
Cargo: Subdirectora Administrativa y Financiera

Firma electrónica al final del documento.

Gestor de Necesidad
Nombre: Mateo Alejandro Cortés Guzmán
Cargo: Asesor

Firma electrónica al final del documento.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 36 de 38

Vo. Bo. Recursos de Inversión
Nombre: Brenda Ginley Roncancio Ladino
Cargo: Profesional Especializado

Firma electrónica al final del documento

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 37 de 38

REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

I2026000899

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998

Estado: Finalizado

Creación: 2026-02-14 08:52:35

Finalización: 2026-02-16 09:06:02

Escanee el código para verificación

Aprobación: Ordenador de Gasto - SAF

Verónica Ponce Vallejo
veronica.ponce@creg.gov.co
36753770
Subdirectora Administrativa y Financiera
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Verificación proyecto de inversión **Observaciones:**

La necesidad se encuentra alineada con el proyecto de inversión

brenda ginley roncancio ladino
brenda.roncancio@creg.gov.co
1031120803
Profesional Especializado
CREG

Elaboración: Gestor de la Necesidad

Mateo Alejandro Cortés Guzmán
mcortes@creg.gov.co
1032438681
Asesor
CREG

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998
2026-02-16T09:06:03-05:00 - Página 38 de 38

REPORTE DE TRAZABILIDAD

I2026000899

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20260214-085235-b318b6-49328998

Creación: 2026-02-14 08:52:35

Estado: Finalizado

Finalización: 2026-02-16 09:06:02

Escanee el código para verificación

TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Elaboración	Mateo Alejandro Cortés Guzmán mcortes@creg.gov.co Asesor CREG	Aprobado	Env.: 2026-02-14 08:52:36 Lec.: 2026-02-14 18:41:26 Res.: 2026-02-14 18:41:31 IP Res.: 186.28.80.75
Revisión	brenda ginley roncancio ladino brenda.roncancio@creg.gov.co Profesional Especializado CREG	Aprobado	Env.: 2026-02-14 18:41:31 Lec.: 2026-02-14 19:07:22 Res.: 2026-02-14 19:09:10 IP Res.: 181.61.246.227
Aprobación	Verónica Ponce Vallejo veronica.ponce@creg.gov.co Subdirectora Administrativa y Financiera Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2026-02-14 19:09:10 Lec.: 2026-02-16 09:05:56 Res.: 2026-02-16 09:06:01 IP Res.: 186.102.115.12