Acceso: Reservado ( ), Público (X), Clasificado ( )

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

BASES TARIFARIAS PARA LA NUEVA METODOLOGÍA

DOCUMENTO CREG-901 296

20 DE NOVIEMBRE DE 2025

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

1.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN....5
2. ANTECEDENTES....5
3. RESUMEN DEL DIAGNÓSTICO DE APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018....10
3.1 CARGO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN....10
3.2 RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES....11
3.2.1 Planes de inversión....11
3.2.2 Ejecución de las inversiones....12
3.2.3 Antigüedad de activos....14
3.2.4 Unidades constructivas especiales....16
3.3 GASTOS DE AOM....17
3.3.1 Antecedentes....17
3.3.2 Inversiones y AOM reconocidos - STR Centro Sur....17
3.3.3 Inversiones y AOM reconocidos - STR Norte....18
3.3.4 Impacto tarifario AOM....19
3.3.5 Reporte de información de costos y gastos AOM....20
3.4 CALIDAD DEL SERVICIO....21
3.4.1 Calidad del servicio en los SDL....21
3.4.2 Calidad del servicio en el STR....23
3.5 CALIDAD DE LA POTENCIA....24
3.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA....25
3.6.1 Evolución de las pérdidas totales....26
3.6.2 Plan de reducción de pérdidas....27
3.6.3 Pérdidas adicionales....27
3.7 ENERGÍA REACTIVA....28
3.8 CARGO POR RESPALDO....29
3.9 CARGOS HORARIOS....30
3.10 HETEROGENEIDAD ESTRUCTURAL DE LOS MERCADOS....31
3.11 IMPULSO A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA....31
3.12 CALIDAD DE LA INFORMACIÓN....32
4. CONSULTA PÚBLICA....32

5. PROBLEMA.....35
5.1 Justificación.....37
5.2 Causas y consecuencias.....38
5.3 Actores Involucrados.....39
6. OBJETIVOS.....40
6.1 Inversión:.....40
6.2 Administración, Operación y Mantenimiento (AOM):.....41
6.3 Calidad del Servicio (SDL y STR):.....41
6.4 Calidad de la Potencia:.....41
6.5 Pérdidas de Energía:.....41
6.6 Energía Reactiva:.....41
6.7 Cargo por Respaldo:.....42
6.8 Evaluación de cargos horarios:.....42
6.9 Impulso a la transición energética:.....42
6.10 Heterogeneidad Estructural de los Mercados:.....42
6.11 Calidad de la información regulatoria:.....42

LISTA DE SIGLAS

El presente documento utiliza las siguientes siglas y abreviaciones:

SIGLA	DESCRIPCIÓN
ADD	Área de Distribución
AOM	(Costos y Gastos de) Administración, Operación y Mantenimiento
BRA	Base Regulatoria de Activos
CPROG	Cargo por concepto del plan de gestión de pérdidas
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRR	Costo de Reposición de Referencia al inicio del periodo tarifario
CND	Centro Nacional de Despacho
ICR	Información Contable para la Regulación
INVNUC	Costo de las inversiones en activos no clasificables como UC, aplicable para los planes de reducción de pérdidas
IPP	Índice de Precios al Productor
IPT	Índice de Pérdidas Totales
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MHAI	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad
MME	Ministerio de Minas y Energía
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
OR	Operador(es) de red
SDL	Sistema de Distribución Local
SGA	Sistema de Gestión de Activos
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SUI	Sistema Único de Información
UC	Unidad Constructiva
UCE	Unidad Constructiva Especial
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira

BASES TARIFARIAS - METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISRIBUCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SIN

1. INTRODUCCIÓN

El objeto principal de este documento es poner en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, usuarios y los demás interesados las bases sobre las cuales se llevarán a cabo los estudios que permitan establecer con posterioridad los principios, la metodología y las fórmulas para determinar la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el siguiente periodo tarifario.

La revisión de la metodología y las fórmulas se realizará con base en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994 que establecen lo siguiente:

> ***ARTÍCULO 126.- Vigencia de las fórmulas de tarifas****. Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. (…)*
>
> *(…)*
>
> *Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.*
>
> ***ARTÍCULO 127.- Inicio de la actuación administrativa para fijar nuevas tarifas.*** *Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión 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. Después, se aplicará lo previsto en el artículo 124.*

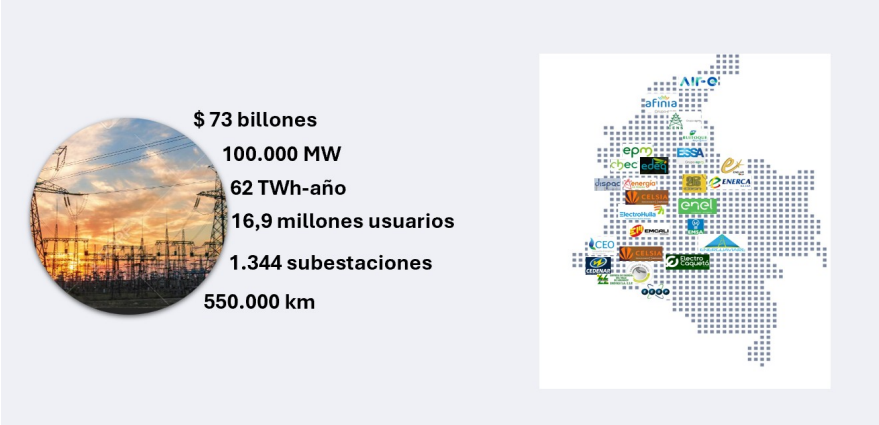
Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 015 de 2018 entró en vigencia el 5 de febrero de 2018, se consideró necesario iniciar la actuación administrativa que permita la revisión de dicha regulación y luego de los análisis adelantados por la Comisión, mediante el proyecto de Resolución CREG 701 090 de 2025, se publicó para comentarios el diagnóstico de la aplicación de dicha metodología, así como la propuesta de las bases tarifarias para la actualización de la metodología actual.

En este documento se consideran los comentarios de los agentes, usuarios y terceros interesados presentados durante la vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018 y durante los periodos de consulta y los generados al interior de la Comisión, en aspectos tales como: remuneración de inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento, tarifas, calidad del servicio, pérdidas de energía en el sistema, transporte de energía reactiva, entre otros, como se mencionó en el documento CREG 901 194 de 2025.

2. ANTECEDENTES

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.



De esta manera, en el país se tienen actualmente 29 OR, 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 la Comisión se encuentra adelantando el proceso para su actualización.

La regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica representa alrededor del 30%[1] del costo unitario de prestación del servicio, CU, y afecta de manera directa la determinación de los factores de pérdidas de energía utilizados para el cálculo de una importante fracción del costo de pérdidas de que trata la variable PR del CU, esta última que representa alrededor del 10% del CU[2] de nivel de tensión 1.

La actual metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, contenida en la Resolución CREG 015 de 2018, considera, entre otros, los siguientes criterios generales:

- Un OR se remunera mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene para la prestación del servicio, independientemente de su propiedad.
- Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología remuneran tanto el uso de infraestructura como los gastos de AOM, necesarios para llevar la energía eléctrica desde el STN hasta los puntos de conexión de los usuarios finales a los STR o SDL.
- En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la Ley, los ingresos y cargos de los SDL varían según la calidad del servicio prestado. La calidad del servicio del STR se determina a partir de la información reportada por los OR al CND, sobre la indisponibilidad de los activos.
- Se considera la elaboración de un plan de inversiones, donde la identificación, priorización y ejecución de los proyectos que lo conforman es entera responsabilidad del OR.

[1] Entre el 20% y el 35% para la mayoría de OR, según su nivel de inversión.

[2] Para el caso de las empresas que atienden el mercado Caribe, acorde con lo establecido mediante la Resolución CREG 010 de 2020, este factor puede representar alrededor del 20% del CU.

- Se consideran ingresos de los OR por otros conceptos, como contratos de capacidad de respaldo de red, compartición de infraestructura y por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites establecidos.

En función de lo anterior y de los criterios tarifarios generales establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, la actual metodología está estructurada de la siguiente forma:

- La remuneración de los OR corresponde, de una parte, a un esquema de ingreso máximo regulado en el STR y en los SDL, en la cual se aprueba un ingreso anual por inversiones y por AOM y los cargos son calculados mensualmente a partir de dichos ingresos mensualizados y las ventas de energía en cada mercado. Y, de otra parte, este ingreso se calcula a partir del reconocimiento de una base regulatoria de activos que se valora mediante un costo de reposición depreciado, que propone una depreciación lineal, de tal forma que la valoración de la base de activos disminuye cada año si no se repone el monto de activos depreciados, incentivando a los OR a invertir en reposición de los activos antiguos y en la conformación y gestión del portafolio de activos que compongan su sistema.
- Con este esquema, los ingresos de los OR son independientes de la demanda, de tal manera que se garantiza el retorno de la inversión puesta en el sistema con la tasa vigente y se envían señales altas de inversión a los OR mediante los distintos mecanismos de incentivos dispuestos en la metodología.
- Los cargos por uso de los STR y SDL definidos en la metodología de la resolución CREG 015 de 2018, básicamente, se determinan a partir de las inversiones, representadas mediante la base regulatoria de activos de las empresas, BRA, conformada por unidades constructivas y de los gastos de AOM. Además, se consideran distintos mecanismos y esquemas de incentivos que buscaron incrementar la inversión de los OR para modernizar los sistemas que operan, además de propender por la calidad en términos de continuidad del servicio prestado, la reducción de pérdidas y la reducción de efectos indeseados en el sistema, como el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites permitidos.
- Los activos de los STR y SDL a ser remunerados son principalmente las líneas y redes que conducen la energía, las unidades de transformación y otros sistemas auxiliares necesarios para la correcta operación de los sistemas de distribución. El AOM hace referencia a los costos y gastos asociados a la administración, la operación y el mantenimiento de todos los activos de los STR y SDL, necesarios para proveer la energía a los usuarios con los parámetros de calidad y confiabilidad pertinentes.
- En lo relacionado con la remuneración del AOM se estableció un ingreso anual a partir de un valor de referencia o base, que se pasó a través de un filtro de eficiencia mediante un modelo de frontera estocástica. A este valor base se le suma un reconocimiento adicional con periodicidad anual por el AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición.
- La metodología vigente contiene, en relación con la calidad del servicio, aspectos sobre la continuidad en la prestación del servicio tanto en el STR como en el SDL. En el STR contempla un esquema de incentivos con base en un máximo de horas anuales de indisponibilidad de los activos en el que puede ocurrir una disminución en la remuneración de los activos indisponibles cuando se supere el máximo permitido por tipo de activo. En los SDL se estableció un esquema de incentivos para calidad

media tanto en duración como en frecuencia de interrupciones en el que se puede presentar un aumento o disminución de los ingresos del OR dependiendo del cumplimiento de metas de referencia, así como también un esquema de compensaciones por calidad individual a los usuarios que no reciben la calidad mínima garantizada establecida por grupos de calidad, de acuerdo con la ruralidad y el riesgo de falla en el sector donde se ubique el usuario. Los indicadores de calidad media se evalúan anualmente y se miden a través de los indicadores de duración y frecuencia denominados SAIDI[3] y SAIFI[4].

- Las pérdidas de energía en que se presentan en los sistemas de distribución se clasifican en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas hacen referencia a la energía que se pierde por calentamiento y demás fenómenos eléctricos durante el transporte y transformación de la energía que es conducida desde los puntos de generación hasta los usuarios finales y las pérdidas no técnicas son las que se producen básicamente por el robo de energía o por la ausencia de medición.
- Se definieron índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión, los cuales se remuneran mediante tarifa y se estableció un sistema de incentivos en el cual, cuando las empresas cumplen o superan cierto nivel de inversión anual en su sistema, se hacen acreedoras del reconocimiento adicional de pérdidas no técnicas, en función de su inversión. Este reconocimiento de pérdidas adicionales se acotó, para el primer año de aplicación al valor de las pérdidas totales de cada OR y se va reduciendo linealmente para llegar al reconocimiento únicamente de pérdidas eficientes al cabo de 10 años.
- Para la reducción de las pérdidas no técnicas, los OR presentaron al inicio del periodo tarifario planes de reducción o de mantenimiento de pérdidas, en los cuales se reconocen inversiones distintas a unidades constructivas destinadas a la reducción o mantenimiento de las pérdidas. El valor máximo reconocido para el plan se estimó utilizando un modelo de red neuronal, entrenado con base en la información histórica de algunos OR que han logrado de manera exitosa reducir las pérdidas en sus sistemas.
- La metodología también contempla la distribución de eficiencias logradas por los OR en sus sistemas como ingresos adicionales por otros conceptos y que se direccionan a una disminución en la tarifa de los usuarios, para los siguientes casos:
  - El costo asociado con los cargos de respaldo de red.
  - Los costos asociados con MUNTS, que son los costos por la Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores, es decir que es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un nivel de tensión superior al que se encontraba conectado.
  - El costo del transporte en exceso de energía reactiva, en el que se descuenta de los ingresos por inversiones el 50% de los valores recibidos.
  - La compartición de infraestructura con servicios de telecomunicaciones.

[3] Del inglés, *System Average Interruption Duration Index*

[4] Del inglés, *System Average Interruption Frequency Index*

En la siguiente tabla, se muestra, de manera general, la evolución de las metodologías tarifarias para los sistemas de distribución en Colombia a partir de las leyes 142 y 143 hasta la actualidad. La remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, bajo este marco legal, comenzó con las resoluciones CREG 003 y 004 de 1994. Posteriormente, con la Resolución CREG 099 de 1997, se inició la utilización de metodologías basadas en costos, a la cual siguieron las Resoluciones CREG 082 de 2002 y CREG 097 de 2008. El presente periodo tarifario inició en el 2018 con la Resolución 015 de 2018, que marcó un cambio principalmente en la valoración de inversiones pasado de un esquema VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) a un esquema CRD (Costo de Reposición Depreciado).

Tabla 1 Evolución de las metodologías de remuneración de la actividad de distribución en Colombia.

TEMA	SUBTEMA	RES. CREG 099 DE 1997	RES. CREG 082 DE 2002	RES. CREG 097 DE 2008	RES. CREG 015 DE 2018
Reconocimiento de Inversión	Metodología	Precio Máximo	- Ingreso regulado STR - Precio Máximo SDL	- Ingreso regulado STR - Precio Máximo SDL	- Ingreso regulado STR y SDL
	Base regulatoria de activos	-VNR - Inventario activos N4 y N3 - Red modelo N2 y N1	-VNR - Inventario activos N4, N3 y N2 - Red modelo N1 (muestra nacional)	-VNR - Inventario activos N4, N3 y N2 - Red modelo N1 (muestra por OR)	- CRD - Inventario activos N4, N3, N2, N1 - Planes de inversión
	Tasa de retorno antes de impuesto	9%	14.06 % – 16.06 %	13 % - 13.9 %	12.09%
	Unidades Constructivas	Baja desagregación	Alta desagregación	Alta desagregación	Alta desagregación, reposiciones parciales
	Activos de terceros (Nivel 1)	Remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración directa	Descuento en la tarifa o remuneración directa
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento	% de la inversión	% de la inversión	Gastado y remunerado	Gastado y remunerado, AOM adicional para nuevas inversiones
Energía Útil	Reconocimiento de pérdidas	Índice único	Índices para cada OR (Rural – Urbano)	Índices para cada OR	Índices para cada OR, Incentivo pérdidas adicionales por inversión, Planes gestión de pérdidas
Calidad	Calidad del servicio	Compensaciones	Compensaciones	Compensaciones e Incentivos simétricos	Compensaciones e Incentivos simétricos. Metas de mejora anual en calidad media.

En este sentido, además de la evaluación propiamente de la metodología actual, para la actualización de la metodología se deben tener en cuenta los nuevos paradigmas que

han cobrado relevancia en el país durante los últimos años, en relación con la transición energética, la búsqueda de mayores eficiencias y la consideración de la gran diversidad de regiones, culturas y contextos presentes en el país.

3. RESUMEN DEL DIAGNÓSTICO DE APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018

A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos analizados e identificados en el diagnóstico realizado por la Comisión y que se publicó en el documento CREG 901 194 de 2025.

En algunos casos, la información presentada se complementa con lo mencionado por la UTP en el informe final del Contrato 082 de 2025 publicado mediante la Circular CREG 205 de 2025.

3.1 CARGO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con el análisis comparativo entre el último cargo liquidado bajo la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 y el cargo vigente a diciembre de 2024, utilizando valores expresados en precios constantes de diciembre de ese mismo año (indexados con IPP oferta interna) se identificó que 19 mercados de comercialización experimentaron una reducción en su cargo D_{t1}. En contraste, un grupo de 9 mercados presentó un incremento en su cargo.

El diagnóstico también evaluó el impacto del Cargo Único por Área de Distribución D_{tun}, mecanismo que promedia de forma ponderada los costos individuales de los mercados que componen cada una de las cuatro ADD. En donde se constató que, si bien los costos individuales de los mercados presentan una alta dispersión (variando entre menos de 200 $/kWh hasta más de 600 $/kWh), los cargos únicos (Dtun) de las cuatro ADD se sitúan en un rango menos disperso aproximadamente entre $260 y $300 /kWh.

El efecto principal del Dtun es una socialización de costos a nivel regional, y se observa que mercados con alta densidad y costos individuales inferiores al promedio (ej. Bogotá-Cundinamarca, Cali, Antioquia) pagan un cargo superior al que correspondería a su costo real, mientras que mercados con costos individuales superiores (ej. Arauca, Boyacá, Cauca) pagan un cargo inferior al costo de su mercado.

El resultado presentado por la Comisión es consistente con el análisis hecho por la UTP, donde esta última encontró que el cargo promedio ponderado por energía durante el periodo 2019 a 2025 tenía un comportamiento estable.

En conclusión, el diagnóstico evidencia que la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 propició, de manera general, un aumento en las inversiones de las empresas, manteniendo un cargo agregado equivalente al del esquema empleado en la metodología anterior.

Así mismo, el estudio de la UTP concluyó que, a nivel nacional, la participación de la componente de distribución en el CU disminuyó aproximadamente un 4% entre 2019 y 2025. Esto sugiere que, aunque las inversiones aumentaron, el peso relativo de la componente de distribución en la tarifa final se redujo.

3.2 RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES

La Resolución CREG 015 de 2018 modificó el esquema de remuneración de las inversiones que se venía aplicando en metodologías anteriores, sustituyendo el modelo de valor nuevo de reemplazo y precio máximo por un modelo de costo de reposición depreciado e ingreso máximo.

Adicionalmente, la metodología vigente introdujo mecanismos de estímulo a la inversión, entre estos se encuentran el reconocimiento temprano de las inversiones puestas en operación, la exigencia de planes de inversión con horizonte de 5 años, la publicación y reportes de ejecución anual de inversiones, incentivos ligados al desempeño en calidad del servicio y gestión de pérdidas, así como el reconocimiento de inversiones para la implementación de sistemas de gestión de activos conforme a la norma ISO 55001. Con estos cambios, la regulación buscó alinear la inversión, la eficiencia operativa y la calidad del servicio.

Es importante considerar que según la metodología la infraestructura se remunera por vida útil y tasa de retorno, generando ingresos anuales por inversiones y por AOM. El valor promedio de la infraestructura del SIN a nivel nacional entre 2019 y 2024 es de $41.3 billones (a pesos de diciembre de 2017, equivalente a $67.7 billones de marzo de 2025). Consecuentemente, los ingresos anuales promedio, para el mismo periodo de análisis, de los OR alcanzaron $8 billones (a pesos de diciembre de 2017), de los cuales 80.6 % corresponde a inversiones y 19.4 % a AOM.

3.2.1 Planes de inversión

En relación con los planes de inversión, la metodología actual permite a los OR solicitar de manera bianual una revisión y ajuste de sus planes de inversión con un horizonte de inversión de 5 años. Además, para el cuarto año del plan se definió un ajuste obligatorio.

A través de este mecanismo los OR hicieron varias solicitudes de ajuste durante el periodo tarifario donde se identificaron dos grupos:

a. OR que presentaron solo una solicitud de ajuste a sus planes de inversión en el cuarto año. Durante el periodo tarifario, el 44% de los OR, que abarcan el 41% de los mercados, realizaron ajustes únicamente en el cuarto año, de los cuales el 83% corresponden a empresas con participación accionaria mayoritariamente pública. Al cierre de 2023, el 42% de estas no cumplía los requisitos mínimos para aplicar el esquema de incentivos y compensaciones por calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En los ajustes correspondientes al periodo 2023–2027, el 50% redujo sus inversiones proyectadas para el quinto año, el 33% las incrementó y el resto mantuvo valores similares a los previamente aprobados.

b. OR que solicitaron revisión durante el primer año del plan de inversiones y posteriormente en el cuarto año. El 56% de los OR, presentes en 17 mercados de comercialización, solicitaron ajuste durante el primer año; de ellos, el 65% pidió disminuir los valores de inversión en al menos uno de los años del periodo regulatorio, siendo el año 5 el de mayor número de ajustes (29%). El 76% de las empresas

modificó sus inversiones en por lo menos cuatro vigencias, y solo un operador ajustó en todas. El 80% de las modificaciones aprobadas correspondió a incrementos en los montos de inversión, aunque en el 53% de los casos se registraron reducciones frente a aprobaciones previas. El año 5 concentró la mayor cantidad de ajustes, con 13 operadores en 15 mercados modificando sus valores, y un prestador presentó variaciones negativas en todos los periodos 2019–2023.

Entre 2019 y 2023, el 72% de los OR redujo los valores de inversión en al menos un año dentro del periodo analizado, evidenciando una tendencia general a la disminución de montos aprobados en los planes de inversión.

En el marco de la circular CREG 205 de 2025 que contiene el informe publicado por la UTP se señala, en relación con los tipos de inversión, que dicha categorización de proyectos puede generar sesgos hacia los proyectos tipo II y IV que tengan efecto en la reposición de los activos del sistema. Además, detalla que la metodología carece de un tipo de inversión que considere proyectos relacionados con la incorporación de nuevas tecnologías.

Frente a esto, la Comisión realizará los análisis pertinentes en materia de aplicación de criterios a los tipos de inversión definidos en la actual metodología.

3.2.2 Ejecución de las inversiones

Anualmente, los OR deben presentar un informe de ejecución de inversiones conforme lo establecido en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, en los cuales se incluye el detalle de las unidades constructivas puestas en operación, reemplazadas o retiradas de operación.

Como parte de los análisis adelantados por la Comisión sobre los reportes de inversiones ejecutadas entre los años 2019-2023, se encontraron diversas inconsistencias en los informes y ausencia de reportes de algunos OR, por lo que fue necesario depurar la información.

La actual metodología definió la variable Xr de los OR como el porcentaje de inversión anual respecto del CRR para estudiar la distribución y comportamiento del nivel de inversión. Con la anterior metodología se tuvo, para el periodo 2008-2017, un promedio anual de inversión del 2.1% para todo el país. Con base en los inventarios reportados para el presente periodo tarifario, 2019-2023, se calculan inversiones ejecutadas por 9.5 billones de pesos que corresponden a un promedio anual de inversión del 4.9%, a razón de 2.04 billones de pesos anuales.

Adicionalmente, se encontró que:

- Las inversiones se concentraron principalmente en Tolima, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia y los departamentos atendidos por Caribemar, mientras que regiones como Guaviare, Chocó, Huila, Nariño y Llanos Orientales registraron bajos niveles de inversión.

- El comportamiento de la inversión fue variable entre años para varias empresas, con picos significativos en empresas como Air-e (más del 7% en 2021–2022) y una notable reducción posterior (3.1% en 2023 y menos del 2% en 2024).

- No existe una relación directa entre el carácter público o privado de las empresas y su nivel de inversión: Air-e (privada) redujo su inversión, mientras EPM y sus filiales (públicas) mantuvieron niveles superiores al 4%.

- Las diferencias regionales y empresariales reflejan la heterogeneidad estructural del sector eléctrico colombiano, posiblemente influida por factores geográficos, societarios, culturales y de dispersión de usuarios.

Respecto al nivel de ejecución de las inversiones aprobadas durante el periodo tarifario se identificó una ejecución global del 89% de lo aprobado donde mercados como los de Antioquia y Cundinamarca representaron el 40.5% del total de las inversiones ejecutadas con 0.83 billones de pesos anuales. Por otra parte, el 26% de los OR reportaron inversiones ejecutadas por encima del 100%.

En cuanto al detalle de ejecución de las inversiones en el periodo de estudio se destaca lo siguiente:

a) En nivel de tensión 2 se reportó la mayor ejecución con 3.85 billones de pesos, seguido de los niveles de tensión 1 y 4 con 2 y 1.8 billones respectivamente. El nivel de tensión 3 reporto la menor ejecución con 1.2 billones, mientras que los activos sin nivel de tensión asociado (nivel 0, principalmente centros de control y protecciones) tuvo una ejecución de 0.5 billones de pesos.

b) Por tipo de inversión, el 40% de las inversiones se dio en la instalación de nuevos activos motivados en la atención de la demanda (tipo II) seguido de instalación de nuevos activos no motivados en la atención de nueva demanda (tipo IV) con un 32%. Respecto a las inversiones relacionadas con la reposición de activos motivados y no motivados en la demanda (tipo I y III) se reportó un 28%, repartido en un 23% para tipo III y un 5% para tipo I.

c) Por cantidades de red, se instalaron un total de 94 550 kilómetros en todos los niveles de tensión con un pico de 26 646 kilómetros en el año 2023. En el nivel de tensión 1 fue donde más redes fueron instaladas con un total de 66 036 km correspondiente al 70% del total. Le siguen los niveles de tensión 2 y 3 con 24 100 (25%) y 3 383 (4%) km, respectivamente y en el nivel de tensión 4 se instalaron 1 032 km (1%). El tipo de inversión donde más kilómetros de redes fueron reportados corresponde al tipo II con un total de 52 404 km (55%), seguido del tipo de inversión III con 21 776 km (23%), para los tipos de inversión IV y I se reportaron 17 894 (19%) y 2 475 (3%) km respectivamente.

d) Por capacidad de transformación, se instalaron un total de 11 008 MVA con un pico de 2 596 MVA en el año 2021. Se destacó el nivel de tensión 4 (del lado de alta) con una capacidad de 6 446 MVA (59%), ahora bien, para transformadores con conexión al STN la capacidad instalada fue de 2 526 MVA (23%), respecto al nivel

de tensión 3 se instalaron 2 037 MVA (18%). Respecto al tipo de inversión donde se instalaron los transformadores, destaca el tipo II con 4 463 MVA (41%), seguido del tipo de inversión III con 2 789 MVA (25%), 2 257 (21%) para el tipo de inversión IV y finalmente 1 500 MVA (14%) para el tipo de inversión I.

e) Por categoría de activo, la mayor inversión fue ejecutada en líneas aéreas con un 28.46% de participación, seguido de las redes de distribución y redes subterráneas con un 12.40% y 11.34%, respectivamente.

En el marco de la información presentada, la Comisión realizará análisis orientados a incentivar el correcto y oportuno reporte de información por parte de los OR y a desarrollar herramientas que permitan una verificación más rápida y eficiente de las inversiones ejecutadas representadas en las unidades constructivas. Otro aspecto a considerar será respecto a los cambios que pueda tener la naturaleza de los activos (de uso / conexión) durante el periodo tarifario.

3.2.3 Antigüedad de activos

La Resolución CREG 015 de 2018 introdujo el esquema de costo de reposición depreciado e ingreso máximo para incentivar la inversión directa de los OR en la expansión y renovación de los STR y SDL del territorio nacional. Para analizar cómo ha sido dicho proceso de expansión y renovación, se comparó la Base Regulatoria de Activos al inicio del periodo tarifario ($BRAE_0$) y la Base Regulatoria de Activos hasta el año 2023 ($BRAE_{2023}$).

Utilizando el Identificador Único de Activo, IUA, y el porcentaje de las reposiciones hechas a los activos de la BRAE, se estimó la edad promedio de los activos analizados y se comparó con la vida útil regulatoria definida para las unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018. Para lo anterior, fue necesario hacer un proceso de depuración de la información debido a inconsistencias en varios de los reportes de ejecución de inversiones de los OR.

Los resultados obtenidos permitieron detectar particularidades en la reposición y actualización de activos por categoría, mostrando diferencias entre los OR. De la comparación del perfil de antigüedad de la $BRAE_{2023}$ respecto a la $BRAE_0$, se identificó lo siguiente:

- Seis categorías (centros de control, equipos de línea, equipos y otros activos de subestación, líneas aéreas y subterráneas) presentaron reducción en el envejecimiento, indicando renovación efectiva de estos activos.

- Las demás categorías (bahías y celdas, compensación reactiva, equipos de control y comunicaciones, transformadores de potencia) presentaron incremento en el envejecimiento, evidenciando renovación menor a su depreciación.

- Las grandes inversiones hechas en líneas aéreas y subterráneas respaldaron su rejuvenecimiento.

- El porcentaje de activos que superan el 85% de la vida útil disminuyó en siete de las diez categorías.

- Los centros de control destacan por la mayor renovación lograda, con un porcentaje de activos que superan la vida útil que pasó de 36.9% a 2.7%.

- En contraste, los equipos de control y comunicaciones presentaron el mayor envejecimiento.

Ahora bien, en relación con los diversos casos de los mercados que integran el SIN, se encontró que:

- Mercados como Caribemar, Meta, Huila, Caquetá, Arauca, Putumayo y Bajo Putumayo cuyo nivel de ejecución de inversiones fue relativamente bajo tuvieron un mayor envejecimiento general de sus activos. Caso contrario ocurrió con otros mercados como, por ejemplo, Cartago, Caldas y Santander.

- En algunos casos particulares como el mercado de Pereira, por ejemplo, a pesar de que hay envejecimiento general de sus activos en algunas categorías como la de equipos de subestación y centros de control, tuvieron un rejuvenecimiento significativo. Este efecto se presenta con otros mercados para otras categorías de activos, posiblemente debido a las a necesidades particulares de cada sistema.

- Para los mercados de Nariño, Sibundoy, Guaviare y Ruitoque no fue posible hacer análisis particulares debido a la baja confiabilidad de la información disponible relacionada con la ejecución de las inversiones.

Por otro lado, la inclusión de unidades constructivas de nivel de tensión 1 para transformadores de distribución y redes de baja tensión en el presente periodo tarifario permitió establecer una trazabilidad parcial para la antigüedad de dichos activos. Se aclara que los análisis de las redes de baja tensión se resumen en apartados anteriores.

En la categoría de transformadores de distribución, se pudo observar un aumento sostenido tanto en cantidad como en capacidad instalada, alcanzando 81649 transformadores, por un total de 3260 MVA instalados hasta el 2023; en contraste, el 36.2% de esa cantidad instalada salió de operación, lo que significa aumento neto de 52039 transformadores en servicio adicionales en el actual periodo tarifario hasta finalizar 2023.

Dentro de los análisis que abordará la Comisión respecto a este apartado se encuentra la revisión de mecanismos para incentivar la renovación de los activos antiguos, el correcto reporte de información de las inversiones y para establecer canales de transferencia de conocimiento entre los OR y la Comisión.

Otro aspecto para considerar en análisis posteriores, con relación al informe publicado por la UTP y a las condiciones de cada mercado es la posibilidad de implementar esquemas de depreciación diferenciados dado que cada OR puede estar sujeto a distintas necesidades en su sistema, capacidad de inversión, demoras en ejecución de proyectos y aprobación de planes de inversión, aspectos socioambientales, etc. que se

reflejen en una necesidad distinta en la ejecución de inversiones. Asimismo, debe tenerse en cuenta el riesgo futuro de que se presente agotamiento de la base de activos si la empresa no realiza inversiones que compensen la depreciación de su sistema.

3.2.4 Unidades constructivas especiales

Durante el presente periodo tarifario se han reconocido un total de 267 Unidades Constructivas Especiales, UCE, correspondientes a activos que, por sus características técnicas, no pueden asimilarse a las unidades constructivas del listado definido en la Resolución CREG 015 de 2018.

En este conjunto, las líneas aéreas son la categoría con más UCE reconocidas con un total de 89, seguido por la categoría de centro de control con 48 UCE y equipos de control y comunicaciones con 30 UCE. La mayor cantidad de UCE reconocidas ha sido para los mercados de Antioquía y Air-e mientras que los mercados de Pereira y Ruitoque cuentan con 1 UCE reconocida. Respecto a su distribución, es similar por nivel de tensión para los niveles 2, 3 y 4 (61, 52 y 50 UCE, respectivamente) mientras que en nivel de tensión 1 hay 13 UCE reconocidas. Es de destacar el caso de las UCE reconocidas asociadas a la implementación del Sistema de Gestión de Activos y de centros de control, sin nivel de tensión asociado[5], con un total de 91 UCE reconocidas.

Entre los temas de análisis considerados por la Comisión, se encuentra la revisión de alternativas para estandarizar la solicitud de UCE y la revisión de las UCE solicitadas por los OR durante el periodo tarifario con el fin de estudiar la posibilidad de su integración al listado estándar de unidades constructivas.

Con base a los resultados obtenidos del diagnóstico sobre la remuneración de las inversiones que trata este numeral, la Comisión procederá a realizar análisis de alternativas para la nueva metodología bajo los siguientes ejes:

- Reconocimiento y valoración de inversiones, activos eléctricos (unidades constructivas estándar y especiales), activos no eléctricos y terrenos, incluyendo la aplicación de esquemas diferenciados de depreciación e incentivos a la inversión.

- Actualización del listado de unidades constructivas definidas en la regulación, así como del esquema de solicitud de unidades constructivas especiales, en función de las necesidades del sector y su evolución tecnológica.

- Reconocimiento de costos socioambientales, servidumbres, inversiones asociadas a la transición energética y desarrollo de innovaciones y tecnologías aplicables a los STR y SDL.

- Implementación de mecanismos de reporte, seguimiento y revisión oportuna de información regulatoria sobre inversiones mediante nuevas herramientas y tecnologías, junto con la gestión del conocimiento regulatorio.

[5] La remuneración de estos activos, codificados con nivel de tensión 0, se distribuye equitativamente en todos los niveles de tensión que opere el OR a excepción del nivel de tensión 1.

3.3 GASTOS DE AOM

3.3.1 Antecedentes

Como se mencionó en la sección 3.2, los ingresos anuales promedio de los OR durante el presente periodo tarifario alcanzaron $8 billones (a pesos de diciembre de 2017), de los cuales 80.6 % corresponde a inversiones y 19.4 % a AOM.

Los ingresos AOM se componen de AOM base y AOM de nuevas inversiones (AOMNI). El primero, que debería mantenerse constante, muestra variaciones por el reconocimiento diferencial en el Caribe bajo el régimen transitorio. En contraste, el AOMNI creció significativamente por la entrada de nuevos activos, alcanzando un valor equivalente al 17 % del AOM base, impulsado por las inversiones en el STR Norte.

Dentro del AOMNI se incluye el componente asociado a proyectos de expansión de cobertura (PIEC), del cual solo cinco mercados (Norte de Santander, Caldas, Bogotá-Cundinamarca, Santander y Guaviare) reportaron información. El aporte del AOM por PIEC representa cerca del 5.5 % para Guaviare y al rededor del 1 % para las demás, lo que refleja un avance limitado en este aspecto.

A continuación se presenta el resumen del diagnóstico separado por los Sistemas de Transmisión Regional STR Centro Sur, 27 de los 29 OR del SIN, y STR Norte, con Air-e y Caribemar, dado que la Resolución CREG 010 de 2020 estableció un régimen transitorio especial para el Mercado Caribe con condiciones diferenciadas que afectan la comparabilidad de los costos AOM.

3.3.2 Inversiones y AOM reconocidos - STR Centro Sur

Con base en los datos del LAC, en el 2024, los ingresos por inversiones y AOM del STR Centro Sur alcanzaron $6.9 billones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes a $11.4 billones de pesos de marzo de 2025, indexados con el IPP). Durante el periodo 2019–2024, los ingresos por inversiones crecieron 5.13%, mientras que los ingresos anuales por AOM aumentaron 14.49%, lo que refleja una expansión en los activos nuevos y en la cobertura del servicio.

De 2019 a 2021 se observó un comportamiento estable debido, principalmente, a la aprobación gradual de las resoluciones particulares y el tratamiento de datos explicado en la sección 3.3.1. Para 2024, los ingresos por AOM representaron 19% del total, proporción coherente con la participación del AOM en los cargos por uso que determinan las tarifas del servicio.

El desglose por niveles de tensión evidencia que, aunque en 2019 los porcentajes eran homogéneos, el crecimiento fue más marcado en los niveles 1 y 2, donde la normativa reconoce un 4% adicional al AOM base para activos nuevos, frente al 2% aplicable a los niveles 3 y 4. Esta diferencia explica el incremento relativo del AOM en las redes de menor tensión.

Al analizar los ingresos totales anuales (inversiones más AOM) por nivel de tensión, se observó que, en promedio, el nivel 1 concentra el 23% del total, el nivel 2 el 46%, y los niveles 3 y 4 el 13% y 18%, respectivamente. Esto indica que casi la mitad de los activos del sistema se ubica en el nivel 2, tanto en cantidad como en valoración económica.

Otra forma de dimensionar el AOM es compararlo con la BRA, donde los ingresos anuales por AOM están entre el 3% y el 4% de la BRA. Entre 2021 y 2022 se observó un aumento que se asocia principalmente con la entrada en operación de nuevos activos en los niveles de tensión 1 y 2.

Finalmente, la evolución muestra un AOM base constante a lo largo del periodo y un AOM por nuevas inversiones (AOMNI) en crecimiento, que alcanza el 16.4% del AOM base, reflejando la incorporación de infraestructura adicional. Cabe destacar que todas las empresas con registros de AOM asociados al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC) pertenecen al STR Centro Sur, lo que evidencia su papel central en la expansión del sistema eléctrico nacional.

3.3.3 Inversiones y AOM reconocidos - STR Norte

La necesidad de realizar un análisis separado para las empresas del STR Norte respecto a las del STR Centro Sur surge de la diferenciación establecida en el Artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022). Esta disposición respondió a las condiciones críticas de baja calidad del servicio, aumento de pérdidas y fallas operativas de la empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., encargada de atender los departamentos de la Costa Caribe.

Ante esta situación, el Gobierno Nacional fue autorizado para establecer un régimen tarifario transitorio especial para las actividades de distribución y comercialización en las áreas anteriormente cubiertas por dicha empresa o por las nuevas sociedades que surgieran de su proceso de toma de posesión. Como resultado, la Electrificadora del Caribe fue escindida en dos operadores y se expidió la Resolución CREG 010 de 2020, que definió un marco tarifario particular, especialmente en lo relativo al reconocimiento de los costos de AOM, diferenciándolos de lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

Los principales aspectos diferenciales del régimen transitorio se resumen así:

a) Mientras la Resolución CREG 015 de 2018 calculaba el AOM base con el promedio de los años 2012–2016, el régimen especial para las empresas del Caribe utilizó la serie 2015–2019, resultando en valores de remuneración superiores.

b) Se estableció que las empresas del régimen especial debían tener un reconocimiento por AOM superior al del resto de empresas: durante los tres primeros años de operación se debía remunerar el 120% del AOM calculado con la serie 2015–2019, en el cuarto año el 100%, y en el quinto se aplicaría la

metodología ordinaria con la serie 2012–2016, completando así la transición al esquema general.

Por estas diferencias metodológicas, se justifica analizar de manera independiente el comportamiento de las empresas del STR Norte, CaribeMar de la Costa S.A.S. E.S.P. y AIR-E S.A.S. E.S.P. Ambas iniciaron operaciones en 2020 y las variables para el cálculo de ingresos y cargos fueron aprobadas en resoluciones CREG de junio de 2021. Para mantener la continuidad en el análisis, los datos de 2019 y 2020 se incorporaron con base en las variables aprobadas en 2021.

Según los datos del LAC, los ingresos por inversiones y AOM de las empresas del STR Norte en 2024 alcanzaron $1.4 billones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes a $2.3 billones de marzo de 2025). Entre 2019 y 2024, los ingresos por inversiones crecieron un 8.23%, mientras que los ingresos por AOM aumentaron un 69.3%, reflejando los criterios diferenciales del régimen especial además de una intensa dinámica de inversión y expansión, superior a la observada en el STR Centro Sur.

La relación entre los ingresos anuales por AOM y la BRA muestra valores entre 5.5% y 6%, superiores al rango típico de 3% a 4%, lo que confirma el efecto del régimen especial y del incremento de infraestructura. El aumento más notable del AOM se dio entre 2020 y 2021, resultado de la entrada en vigencia de las disposiciones diferenciales del régimen transitorio, y la incorporación de nuevos activos en el nivel de tensión 1, que registró los mayores índices de crecimiento en 2023 y 2024.

El análisis por nivel de tensión indica que el nivel 2 concentra algo más del 40% de los ingresos totales (inversiones más AOM), seguido de los demás niveles con participaciones proporcionales a su infraestructura.

Finalmente, el desglose del AOM base y el AOM de nuevas inversiones (AOMNI) revela dos efectos principales:

a) Un incremento del 62% en 2021 respecto a 2020, debido al reconocimiento del AOM transitorio establecido por la Resolución CREG 010 de 2020.

b) Un crecimiento del AOMNI hasta alcanzar el 20% del AOM base, impulsado por las nuevas inversiones realizadas en el periodo.

Cabe señalar que ninguna de las empresas del STR Norte registró valores asociados al AOM por PIEC, lo que diferencia aún más su comportamiento respecto del STR Centro Sur.

3.3.4 Impacto tarifario AOM

El impacto tarifario de los costos de AOM se evaluó a partir de la remuneración de éste por kilovatio hora vendido en cada mercado, comparando los años 2019 y 2024 en pesos de diciembre de 2017. Los cálculos se basaron en los registros del LAC y en la información del SUI, para el segundo semestre de 2024 se simuló el comportamiento del mismo periodo de 2023.

El análisis mostró que 14 OR aumentaron su remuneración de AOM, mientras que otros 14 registraron reducciones o variaciones mínimas. Particularmente, el caso de AIR-E ilustra este comportamiento: la remuneración pasó de 14.3 a 19.8 $/kWh entre 2019 y 2024, equivalente a un incremento del 38%, lo que se tradujo en un aumento del 1.2% en el costo unitario (CU) del servicio.

En general, las variaciones en el AOM generaron reducciones tarifarias de hasta 3.5% en algunos mercados y aumentos de hasta 4% en otros, reflejando la influencia diferenciada de la evolución del AOM sobre el CU de prestación del servicio.

3.3.5 Reporte de información de costos y gastos AOM

Con el fin de caracterizar y comparar la información reportada por los OR en materia de gastos de AOM, la Comisión realizó un análisis cuantitativo de los reportes correspondientes a las vigencias 2017 a 2023, contrastando los formatos ICR 403 y los de la Circular CREG 011 de 2017. El objetivo fue evaluar la consistencia y utilidad de los datos históricos para la toma de decisiones regulatorias.

El formato de la Circular CREG 011 de 2017 se expidió poco después de la implementación de los nuevos marcos contables bajo NIIF, pero conservaba la estructura del antiguo Plan Único de Cuentas (PUC) de la SSPD. Dado que la Ley 1314 de 2009 y su implementación introdujeron cambios sustanciales en la forma de registrar, clasificar y reportar información financiera, la coexistencia de ambos esquemas generó dificultades para mantener series históricas comparables.

La Resolución CREG 015 de 2018, que fijó la metodología de distribución de energía eléctrica, utilizó información AOM elaborada bajo el PUC. Sin embargo, la adopción de los estándares internacionales transformó el modelo contable: se derogó el PUC y se adoptó el sistema XBRL (*eXtensible Business Reporting Language*), el cual sustituyó más de 700 cuentas por un conjunto reducido de etiquetas estandarizadas, dificultando la continuidad de las series regulatorias.

Para anticipar los impactos de esta transición, la Comisión realizó estudios comparativos internacionales, emitió circulares de consulta a las empresas reguladas sobre su grupo NIIF y sus políticas contables, y coordinó acciones con la SSPD para armonizar los criterios de reporte. Como resultado, en 2018 se expidió la Circular CREG 094, que introdujo el modelo ICR (Información de Costos para la Regulación), orientado exclusivamente a capturar información regulatoria de los gastos AOM conforme a los nuevos marcos contables.

A diferencia del formato anterior, el ICR organiza la información mediante estructuras de costos que separan los gastos de actividades reguladas de las no reguladas, reduciendo el riesgo de reportes cruzados y permitiendo a las empresas identificar con precisión los costos asociados a cada actividad. La Comisión dispone actualmente de una base de datos histórica desde 2015, con cobertura superior al 90% de los OR, comparable con los reportes financieros del SUI.

El modelo ICR ha demostrado ser más eficiente y flexible para la preparación, conciliación y verificación de la información regulatoria, gracias a su compatibilidad con las etiquetas XBRL y a su bajo costo de implementación. Entre sus principales ventajas se destacan:

a) No depende de catálogos contables derogados.
b) Se basa en principios NIIF, adaptándose con facilidad a cambios normativos y técnicos.
c) No requiere software especializado, reduciendo costos operativos.
d) Permite comparabilidad entre empresas y periodos.
e) Aplica a todos los servicios y actividades reguladas o complementarias.

En conclusión, el modelo ICR consolida un sistema de reporte estandarizado, trazable y de bajo costo, alineado con los principios contables vigentes y con las necesidades regulatorias de análisis de costos por actividad. En este sentido, dentro del presente proceso de actualización se analizará la pertinencia de adoptar el modelo ICR como parte de la nueva metodología.

3.4 CALIDAD DEL SERVICIO

Desde 1998 se establecieron los primeros indicadores de calidad del servicio público domiciliario de energía eléctrica (duración y frecuencia de interrupciones), aunque sin impacto en la remuneración. En 2008, se integraron algunas disposiciones regulatorias de calidad del servicio a la metodología de remuneración mediante un esquema de incentivos y compensaciones al usuario que afectaba el cargo por uso de la actividad de distribución según el desempeño del OR. Posteriormente, en 2018 se reforzó este esquema con indicadores internacionales y metas anuales más exigentes, promoviendo una mejora continua y permitiendo comparar la calidad del servicio con estándares internacionales.

3.4.1 Calidad del servicio en los SDL

La metodología actual contempla indicadores de calidad media e individual. Los primeros (SAIDI y SAIFI), se encargan de medir la calidad promedio que entregan los OR en su mercado de comercialización y los segundos (DIU y FIU), miden la calidad individual percibida por los usuarios. Así mismo, se definió un esquema de incentivos monetarios positivos o negativos para el cumplimiento de la calidad media y compensaciones a los usuarios peor servidos para calidad individual.

3.4.1.1 Calidad media

En relación con el desempeño de los OR frente a las metas de los indicadores SAIDI y SAIFI durante el periodo 2019-2023, a nivel nacional agregado, el diagnóstico concluyó que la metodología fue exitosa en mejorar la calidad media del servicio en el país. Se observó una tendencia decreciente constante en ambos indicadores ponderados por número de usuarios. El desempeño superó la meta regulatoria agregada hipotética. Para

el SAIDI, se esperaba una mejora acumulada del 34% en cinco años, pero se alcanzó un 44%. Para el SAIFI, la meta era del 31% y se alcanzó un 50%.

El análisis por mercado reveló que el buen resultado nacional fue impulsado por el cumplimiento sostenido de tres de los mercados más grandes (Bogotá-Cundinamarca, Air-e y Caribemar), los cuales cumplieron sus metas de SAIDI y SAIFI en todos los años. No obstante, el desempeño fue medianamente heterogéneo, ya que solo 13 mercados siempre cumplieron sus metas, mientras que 3 mercados (Caquetá, Bajo Putumayo y Sibundoy) nunca lograron cumplirlas.

Por otro lado, el diagnóstico sugiere que el cálculo de las metas pudo estar desacoplado de las realidades operativas en algunos mercados. Para un grupo de OR (10 en SAIDI, 13 en SAIFI), la referencia de 2016 parece haber sido "laxa" (demasiado alta), permitiéndoles cumplir la meta con facilidad. Para otro grupo (5 en SAIDI, 9 en SAIFI), la meta pudo ser "muy exigente", dificultando su cumplimiento.

Se concluye que esta distorsión en las metas es un tema clave a estudiar y pudo ser causada por varios factores: i) Mala calidad de los datos reportados en el año de referencia (2016); ii) El rezago de 2-3 años entre el año de referencia y el inicio de la aplicación metodológica (2019); y iii) La inadecuada generalización de una tasa de mejora única del 8% para mercados con distintos puntos de partida y; iv) Realidades técnicas y sociales muy distintas. Respecto a este último punto, el benchmarking internacional realizado en el estudio de la UTP señaló que los mecanismos utilizados en otros países comprenden, entre otros, el establecer metas de mejora a los OR según el desempeño obtenido en un periodo anterior.

Ahora bien, en cuanto a las exclusiones de los eventos el diagnóstico menciona que la Comisión ha tenido conocimiento de parte de los operadores, gremios y la SSPD de inconvenientes para la consecución de los soportes requeridos para las causas definidas los literales g y h del numeral 5.2.2. Por lo cual, se ha analizará la posibilidad de evaluar una modificación de estas reglas. Así mismo, el estudio de la UTP menciona que el listado de causas excluibles tiene una alta probabilidad de no estar completo dada la diversa casuística de los eventos, en comparación con listados de otros países referentes que realizan esta práctica.

3.4.1.2 Calidad individual

En cuanto a la calidad individual, en el análisis se evidenció que durante el periodo 2021-2024, la mayoría de los mercados no superaron los indicadores mínimos garantizados (DIUG y FIUG).

Para el mismo periodo, el análisis de los indicadores DIU y FIU, considerando distintos niveles de ruralidad y riesgo en los niveles de tensión 1, 2 y 3, se basó en el percentil 85 de cada grupo de calidad.

- Para el caso del nivel de tensión 1 en los grupos con índice de ruralidad 1, se observó que la mayoría de los mercados se mantuvieron por debajo de los valores DIUG.
- En los grupos con índices de ruralidad 2 y 3, se presentó una menor proporción de mercados que no superaron los indicadores mínimos garantizados, siendo

aquellos con ruralidad 3 donde se presentó la mayor cantidad de mercados que superaron sus valores DIUG.

Al analizar el indicador FIU se evidenció que, de manera general, la mayoría de los mercados se mantienen por debajo de los valores mínimos garantizados a lo largo del periodo analizado, aunque este no cuenta con la misma proporción de cumplimiento que el DIU.

En cuanto al nivel de riesgo se presenta una situación similar a la del nivel de ruralidad, donde el desempeño de los mercados con relación al indicador DIU es mejor en comparación con los indicadores FIU, indicando que los mercados han logrado reducir en mayor medida la duración de las interrupciones que su frecuencia.

En los niveles de tensión 2 y 3 ocurre lo contrario, pues el FIU mostró mejores resultados, con un 61 % de mercados que no superaron los valores mínimos garantizados frente al 57 % del DIU, evidenciando un mayor control sobre la frecuencia que sobre la duración de las interrupciones.

Por otra parte, la Comisión también realizó un análisis complementario con base en los datos de cada uno de los grupos de calidad para los niveles de tensión 1, 2 y 3 con el fin de identificar el grado de dispersión y diferenciación en la calidad del servicio.

En este ejercicio se pudo identificar que los grupos de calidad con nivel de riesgo 3 presentan los valores más altos de duración y frecuencia de las interrupciones y la mayor dispersión, en concordancia con el Índice de Riesgo de Falla (IRF) el cual contempla variables como el nivel ceráunico, precipitaciones, elevación sobre el nivel del mar, la densidad de descargas a tierra, los días lluviosos y la salinidad.

Finalmente, el diagnóstico abordó el análisis de las compensaciones por calidad individual. Un aspecto relevante encontrado, es que las compensaciones para los usuarios de los mercados de la Costa Caribe fueron considerablemente más bajas que para mercados de tamaño similar en otras regiones del país. Esto debido a los límites definidos con la información disponible. Cabe mencionar que, el estudio realizado por la UTP encontró que, en general, el valor pagado por compensaciones individuales es muy bajo proporcionalmente en comparación al ingreso que pueden recibir los OR. Esto puede no estar generando el incentivo suficiente para mejorar la calidad para los usuarios peor servidos.

3.4.2 Calidad del servicio en el STR.

En relación con la calidad del servicio en el STR, el diagnóstico se desarrolló con base en las MHAI definidas por la regulación para cada uno de los grupos de activos. Con base en los datos de 2014 a 2024, se calcularon medidas estadísticas como la media, mediana, desviación estándar y percentiles para evaluar la dispersión y estabilidad de los resultados.

En términos generales, los resultados muestran un comportamiento heterogéneo entre los grupos de activos. Por ejemplo, para los grupos de Barraje sin bahías de maniobra y de Conexión del OR al STN destacó la consistencia y desempeño favorable en el cumplimiento de la meta establecida, mientras para los grupos de activos de Línea del STR, Equipo de compensación y Barraje de Maniobra se evidenció una dificultad para

mantenerse debajo de la exigencia regulatoria. Esto último pudo ocurrir debido a que los tres grupos se han visto influenciados por eventos atípicos que superaron las MHAI, no obstante, al evaluar estos casos con base en el resultado de la mediana y del percentil 75 se evidencia que esos incumplimientos no son generalizados sino que obedecen al comportamiento de unos pocos activos.

Adicional al análisis a nivel nacional, se realizó una revisión por mercados en donde se evidenció que, aunque la mayoría cumplieron el indicador, algunos registraron eventos prolongados, especialmente en mercados con pocos subsistemas.

En cuanto a las causas asociadas a los eventos con los cuales se superaron las exigencias regulatorias, se observó que la mayoría de las horas de indisponibilidad correspondieron a mantenimientos programados, eventos forzados y en menor medida a eventos no programados en consignación.

De manera general se resalta que aquellos eventos de larga duración tienen un impacto alto en los indicadores estadísticos de los grupos de activos, afectando negativamente tanto en el desempeño nacional como por mercado.

En el análisis de benchmarking internacional realizado por la UTP se indica que el esquema de calidad del STR impone costos a los prestadores que superan los límites de indisponibilidades, sin embargo, no recompensa el alto desempeño (cómo se realiza en el esquema de calidad del SDL), lo cual difiere de los esquemas regulatorios de los países referentes.

Con respecto a la Energía no suministrada, ENS, utilizada para determinar las compensaciones que deben asumir los OR cuando se presentan eventos que puedan causar un alto impacto en el sistema, la Comisión realizará un análisis que permita evaluar si las disposiciones y formulas incluidas en la regulación permiten reconocer de manera precisa este tipo de eventos.

3.5 CALIDAD DE LA POTENCIA

En materia de calidad de la potencia, la CREG ha buscado definir los requisitos técnicos que deben cumplir los diferentes actores involucrados en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica, en aras de garantizar que se cumplan los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995.

Aunque el tema de calidad de la potencia no ha sido extensamente abordado en la metodología de distribución de energía eléctrica, la Comisión reconoce la importancia del tema en el contexto actual del sector eléctrico colombiano por lo que se espera evaluar la posibilidad de incorporar el tema en la nueva metodología de distribución que reemplace la Resolución CREG 015 de 2018.

De esta manera, en relación con el marco normativo vigente definido en las Resoluciones CREG 024 de 2005 y 016 de 2007, se debe tener en cuenta que:

- Del proceso de revisión de la información reportada por todos los OR a la CREG y a la SSPD a lo largo de los últimos años, se encontraron falencias tanto en oportunidad,

como calidad de la información. Lo anterior, sumado a las variaciones en la cantidad de puntos de medida (UC) que son reportados en distintos años.

- Se ha registrado aumento de las PQR presentadas por los usuarios por daño de electrodomésticos, deficiencias en los niveles de tensión que limitan el uso de electrodomésticos, entre otros.

- La masificación de equipos y electrodomésticos cuyo funcionamiento se basa principalmente en electrónica de potencia, trae consigo responsabilidad de establecer mecanismos de monitoreo, evaluación y control de otros parámetros adicionales a los que hoy están definidos en la regulación.

- Con el agotamiento de las capacidades de la red y los equipos de transformación, en diferentes áreas de los sistemas eléctricos de distribución de energía eléctrica de varios mercados de comercialización, se hace importante poder monitorear los parámetros de calidad de la potencia, en lugares adicionales a las cabeceras de circuito y barras de subestaciones, como se hace actualmente.

- Se presentan oportunidades de mejora en los mecanismos normativos actuales con los cuales la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ejerce sus acciones de vigilancia, inspección y control.

Ahora bien, al hacer una revisión al panorama regulatorio internacional relacionado con este tópico, se encontró que algunos países cuentan con esquemas de compensaciones en términos de cumplimiento de parámetros de calidad del producto (calidad de la potencia), donde incluso han establecido módulos en los que se define la forma de compensar a un usuario por daños eléctricos, los cuales, vale la pena revisar a profundidad con el objetivo de determinar cuáles de ellos podrían ser adoptados en Colombia y como parte de la actualización de la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Por lo tanto, en el marco de los resultados obtenidos, la Comisión podría evaluar alternativas para incorporar aspectos de calidad de la potencia dentro de la metodología de remuneración de la actividad de distribución y analizaría la posibilidad de incorporar esquemas de incentivos asociados a la calidad de la potencia.

3.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 establece la forma en que se determinan y remuneran las pérdidas de energía eléctrica. Para esto se calculan indicadores por nivel de tensión y se dispuso un esquema de incentivos que diferencia dos grupos de OR.

A los OR cuyas pérdidas en nivel de tensión 1 son iguales o inferiores al valor reconocido o quienes tuvieran índices aprobados en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011, se les reconocen los índices de pérdidas eficientes. Para los OR cuyas pérdidas totales en el nivel de tensión 1 ($PT_{j,1,0}$) superaban los valores eficientes, la metodología, en cumplimiento del Decreto 387 de 2007, estableció un reconocimiento de "pérdidas

adicionales" sujeto al cumplimiento de unas metas de inversión y a una reducción lineal del valor máximo a reconocer por el incentivo de tal manera que, en un horizonte de 10 años, se llegaría a reconocer únicamente los valor eficientes.

Adicionalmente, la regulación habilitó un mecanismo complementario mediante el cual los OR podían solicitar la aprobación de planes de reducción de pérdidas, que permiten remunerar inversiones distintas a unidades constructivas, destinadas a la reducción de pérdidas, siempre y cuando se cumpla una senda de reducción aprobada por la Comisión.

3.6.1 Evolución de las pérdidas totales

En el diagnóstico se revisó la efectividad de los mecanismos de la Resolución CREG 015 de 2018 mediante el análisis del IPT. El análisis de la evolución de este indicador entre 2019 y 2023, utilizando datos del LAC, mostró:

- Un conjunto de mercados con niveles de pérdidas controlados, que oscilan entre el 6% y el 9% (ej. Boyacá, Caldas, Quindío, Pereira).
- Un grupo de mercados con niveles de IPT elevados y persistentes (ej. Arauca, Casanare, Air-e, Caribemar).
- Mercados con alta volatilidad anual en su indicador, dificultando la identificación de una tendencia (ej. Putumayo, Popayán).

Al analizar el desempeño durante el periodo de vigencia, los resultados indican que, la mayoría de OR (18) no lograron una reducción de su IPT al comparar el indicador de 2023 con el de 2019 (o 2021 para los operadores de la Costa Caribe). Esta tendencia se confirma al observar que, de los operadores que se acogieron voluntariamente al Plan de reducción de pérdidas, solo 5 lograron una disminución efectiva del indicador. Adicionalmente, otros 5 OR sin plan de reducción de pérdidas lograron una reducción del indicador.

De esta manera, la tendencia a nivel nacional fue desfavorable. El IPT nacional ponderado por energía de entrada mostró un incremento sostenido entre 2019 (14.5%) y 2021 (16.1%), seguido de una leve reducción en 2022 y 2023, cerrando el periodo en 15.1%. El diagnóstico planteó como hipótesis que el incremento del IPT entre 2019 a 2021 pudo estar influenciado por las condiciones socioeconómicas y operativas derivadas de la emergencia sanitaria por COVID-19 o los fenómenos del niño, lo cual habría dificultado la gestión de pérdidas.

Finalmente, el diagnóstico identificó algunas limitaciones en el cálculo del IPT, pues en la práctica, el cálculo se ha basado en la suposición de flujos de energía unidireccionales para los niveles de tensión 1, 2 y 3 y tampoco se cuenta con el registro de la totalidad de las fronteras de distribución en el ASIC. Estos puntos se tornan relevantes, especialmente ante la creciente penetración de generación distribuida que incrementa los flujos bidireccionales. Estos puntos fueron también indicados por el LAC, y generan la necesidad de actualizar las ecuaciones para la determinación de flujos de energía e

índices de pérdidas, que, según el estudio realizado por la UTP no están preparadas para flujos inversos.

3.6.2 Plan de reducción de pérdidas

En relación con los planes de reducción de pérdidas, de carácter opcional, 22 OR con pérdidas en nivel de tensión 1 superiores al nivel eficiente pudieron aplicar y 11 se acogieron al mecanismo.

El diagnóstico reveló entre 2019 y 2023 un comportamiento desigual entre los 11 operadores participantes. Se identificaron casos de alto cumplimiento (Tolima, Cartago, Guaviare) aunque la tendencia generalizada es desfavorable. El porcentaje de OR que cumplieron su plan anual de reducción de pérdidas disminuyó significativamente, pasando de un 67% en 2019 a un 36% en 2023.

Un aspecto relevante encontrado en el diagnóstico es la ausencia de una correlación entre la magnitud del incentivo financiero y el éxito en la gestión. De los 11 OR con plan, cinco tuvieron recursos adicionales por INVNUC. El análisis demuestra que los mercados que recibieron la mayor remuneración para reducción de pérdidas (Air-e y Caribemar, representando la gran mayoría de los recursos INVNUC aprobados) presentaron incumplimientos recurrentes. Por el contrario, el OR con el mejor desempeño (Tolima) no recibió remuneración por INVNUC, y otros con buen desempeño (Cartago, Guaviare) lo lograron con montos de inversión comparativamente más bajos.

Adicionalmente, la flexibilización transitoria introducida por la Resolución CREG 167 de 2020, motivada por la declaratoria nacional de emergencia sanitaria a causa de la pandemia de COVID-19, atenuó la exigibilidad del esquema en los años intermedios, permitiendo a los OR mantener la remuneración del plan a pesar de no alcanzar sus metas.

3.6.3 Pérdidas adicionales

El mecanismo de reconocimiento de pérdidas adicionales fue implementado como un incentivo transitorio a la inversión, dirigido a los OR con altos niveles iniciales de pérdidas. Se constató que 13 de los 21 OR que podían aplicar a este incentivo accedieron a su reconocimiento en distintos grados durante la vigencia de la resolución. En complemento, como se vio en la sección 3.2, las inversiones anuales aumentaron en promedio del 2.1% al 4.9% aunque algunos mercados mostraron una tendencia de baja inversión.

Además, un análisis comparativo entre el cargo de distribución real (Dt) y un cargo hipotético que sólo remunerara pérdidas eficientes (Dt_e), reveló que, en algunos mercados el incentivo de pérdidas adicionales llegó a representar casi el 25% del cargo total Dt1, mostrando el impacto tarifario de este mecanismo.

Por otra parte, la UTP después de realizar un análisis de casos internacionales encontró que no hay mecanismo comparable al de pérdidas adicionales en otros países. A su vez, el estudio sugiere considerar la actualización de los índices de pérdidas técnicas, ya que estos fueron definidos hace diez a quince años.

3.7 ENERGÍA REACTIVA

El transporte de energía reactiva es un tema que viene siendo abordado por la regulación eléctrica colombiana desde el año 1995. En la actualidad tiene cada vez más relevancia en el entorno técnico y regulatorio nacional, por la masificación de equipos y sistemas cuyo funcionamiento se fundamenta en electrónica de potencia, lo que trae consigo aumentos en el transporte de energía reactiva inductiva o capacitiva, lo conlleva grandes desafíos tanto en materia de capacidad como de seguridad de los sistemas eléctricos.

La metodología vigente definió un esquema de incentivos para el cobro del transporte de energía reactiva utilizando la variable definida como “Factor M” y estableció un periodo de transición para el inicio de su aplicación. Lo anterior, con el objetivo principal de incentivar la implementación de mecanismos de corrección que eviten el transporte de reactivos en exceso por la red de distribución.

Teniendo en cuenta diversas solicitudes de usuarios y OR, la aplicación del citado mecanismo fue aplazada en varias ocasiones hasta el año 2021, cuando entro a regir bajo los lineamientos definidos en la Resolución CREG 199 de 2019, donde se definieron periodos de gracia sin incremento del Factor M y las condiciones en que este factor varía o se reinicia.

Posteriormente estas disposiciones fueron complementadas por el Decreto 0929 de 2023 del MME y la Resolución CREG 101 035 de 2024, incorporando exenciones de este cobro para los Autogeneradores a Pequeña Escala – AGPE que usen FCNER y estableciendo reglas adicionales para el transporte de energía reactiva capacitiva.

Del proceso de aplicación de esta medida normativa, se ha podido evidenciar que si bien ha sido mayor el número de usuarios que han presentado incrementos en el Factor M en el mercado regulado, principalmente en los estratos 1 y 2 y comerciales, los mayores transportes de energía reactiva registrados se han presentado en los sectores comercial e industrial y en el mercado de Bogotá-Cundinamarca.

De manera general, como se menciona en el estudio de la UTP, se han evidenciado reducciones del transporte en exceso de energía reactiva desde 2022. Con relación a los usuarios de tipo residencial, se encontró en el estudio baja reacción al mecanismo de incentivo, lo que sugiere que la naturaleza del tipo de usuario resulta relevante a la hora de determinar el impacto de la medida regulatoria, pues usuarios de naturaleza residencial no tienen las herramientas suficientes para tomar medidas correctivas, mientras que los usuarios de naturaleza industrial y comercial debido a su vocación de negocio, sí cuentan con condiciones de análisis regulatorio y técnico-económico que les permita reaccionar a los incentivos planteados en la regulación.

El análisis también abre una preocupación relacionada con los reportes de información debido a las inconsistencias encontradas y a la persistencia de excesos de reactivos en todos los niveles de tensión pese a las mejoras encontradas.

Por lo tanto, en el marco de los resultados obtenidos, la Comisión procederá a revisar y analizar las siguientes alternativas:

- Revisar el esquema de incentivos vigente, incluyendo una verificación del “factor M”, para reducir eficazmente el transporte de energía reactiva en exceso.

- Evaluar la posibilidad de aplicación diferenciada en el esquema de cobro y exigencias por tipo de usuarios.

- Establecer mecanismos para un mejor seguimiento del transporte de energía reactiva por tipo de usuario y del impacto de la exención fijada en el Decreto 929 del 2023 en el sistema.

3.8 CARGO POR RESPALDO

Al revisar los ingresos percibidos por el OR producto de la suscripción de contratos de respaldo de la red, cantidad de usuarios sujetos a la suscripción de dicho contrato y los tipos de fuente de energía utilizada por los usuarios se identificaron varias situaciones que deberán ser analizadas por la Comisión:

a) Una gran cantidad de usuarios autogeneradores con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW no suscriben contratos de respaldo con el OR.

b) El tipo de fuente de energía utilizado por usuarios autogeneradores sujetos a la suscripción de un contrato de respaldo es mayoritariamente la solar fotovoltaica con un 88% de participación, seguida de las térmicas a base de gas y biomasa con un 5% y 4%, respectivamente.

c) El 72% de todos los usuarios que suscribieron un contrato de respaldo de la red entre 2020 y junio de 2025 lo hicieron por una potencia que no supera el 20% del total de la capacidad. Inclusive, algunos usuarios contrataron solo un 1 kW de potencia de respaldo.

d) Se identificó que la mayor cantidad de ingresos por respaldo se encuentra en el nivel de tensión 3 por alrededor de 11 mil millones de pesos. Por otra parte, para el mercado de Antioquia se identificó el mayor ingreso agregando todos los niveles de tensión por alrededor de los 12 mil millones de pesos.

Si bien a lo largo del periodo tarifario actual se ha observado un incremento del uso de este mecanismo y sus ingresos a raíz de una integración más pronunciada de sistemas distribuidos, Fuentes no Convencionales de Energía Renovables, FNCER, nuevas tecnologías, comunidades energéticas, pilotos de AMI y una regulación cada vez más abierta, es necesario revisar los criterios regulatorios vigentes de cara a la correcta asignación del cargo manteniendo los principios de eficiencia, neutralidad y equidad tarifaria. Asimismo, se han recibido solicitudes de revisión de este mecanismo, por lo que en el marco de los resultados obtenidos, la Comisión procederá a revisar y analizar los siguientes temas:

a) Reglas y criterios para la suscripción de contratos de respaldo entre el usuario y los OR.

b) Posibilidad de considerar variables adicionales en el cálculo del costo de respaldo como, por ejemplo, el tipo de fuente utilizado por el usuario autogenerador.

c) Posibilidad de adoptar tarifas binomias que permitan reflejar mejor las condiciones del sistema.

3.9 CARGOS HORARIOS

Actualmente los consumos de la mayor parte de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica se liquidan con tarifa monomia, es decir, el costo del kWh tiene un precio único o plano, independientemente de la hora en la que se consuma. Sólo algunos usuarios pueden acceder a cargos horarios porque cuentan con un equipo de medición que lo permite; por lo tanto, se esperaría que con la implementación de medición inteligente este esquema se extienda a todos los usuarios facilitando el acceso a beneficios como reducción de costos de comercialización y reconexiones del servicio en tiempos más cortos, así como la posibilidad de utilizar señales de precio dinámicas que permitan la participación activa de los usuarios en la demanda de energía eléctrica para aplanar las curvas de consumo.

La Resolución CREG 015 de 2018, en cumplimiento del Decreto 2492 de 2014, estableció el cálculo de los cargos de distribución horarios por nivel de tensión que aplicarán a todos los usuarios conectados al sistema de distribución de un OR, con la condición de que dispongan de un equipo de medición con registro horario. La entrada en vigor de esta disposición se fijó para dos meses después de que todos los OR contaran con resoluciones particulares de aprobación de ingresos y cargos. Posteriormente, la Resolución CREG 222 de 2021 condicionó el inicio de la aplicación de estos cargos a la armonización de las señales horarias en el costo de prestación del servicio. Sin embargo, estos no han sido aplicados ya que su inicio se encuentra supeditado a la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria que reemplace la Resolución CREG 119 de 2007, de forma que se establezca el cálculo del costo unitario de prestación del servicio de forma horaria.

Independiente de la aplicación de cargos horarios, la Resolución CREG 015 obliga al LAC a determinar anualmente los períodos de carga máxima, media y mínima por STR, según la información disponible de los últimos seis años, que se puede resumir de la siguiente manera:

- El STR NORTE presenta periodos de carga media en un 78.5%, seguido de periodos de carga máxima con un 20.8% y, por último, periodos de carga mínima en un 0.7%.

- El STR CENTRO SUR muestra que los periodos de carga máxima y mínima tienen una participación del 29.9% y 29.8% respectivamente, mientras que el periodo de carga media corresponde a un 40.3%.

Dado el marco normativo actual, se analizará la pertinencia de mantener las reglas de la Resolución CREG 015 de 2018 hasta que puedan ser aplicadas, con el objeto de conocer el impacto de su aplicación, o de actualizarlas con una nueva propuesta.

3.10 HETEROGENEIDAD ESTRUCTURAL DE LOS MERCADOS

El diagnóstico realizado por la Comisión reveló una marcada heterogeneidad entre los mercados de comercialización evidenciada en los análisis específicos de calidad del servicio (notable disparidad regional), inversión (niveles heterogéneos entre mercados) y pérdidas (estancamiento a nivel nacional que oculta realidades divergentes).

Para abordar la heterogeneidad estructural de los mercados se analizará la posibilidad de incorporar criterios diferenciales dentro del marco regulatorio general que permitirían caracterizar las particularidades de cada mercado. Dicha diferenciación podría ser a través de factores exógenos tales como condiciones geográficas, ambientales y socioeconómicas, dificultad de acceso y situaciones de orden público, entre otros, enmarcados dentro de la aplicación de los criterios tarifarios definidos en la Ley que podrían afectar el desempeño de los OR.

Los temas de estudio que podrían ser parte del proceso de actualización de la actual metodología deberían considerar, como parte del análisis, los aspectos que resulten relevantes asociados a la diversidad del país, como parte de la propuesta resultante, que, manteniendo su carácter general, englobe estos aspectos particulares que hacen parte inherente de la prestación del servicio de energía eléctrica y de la actividad de distribución.

3.11 IMPULSO A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Dentro de los problemas identificados por la Comisión en el diagnóstico, se encontró que el marco regulatorio vigente presenta rigideces que pueden obstaculizar el despliegue de nuevas tecnologías y modelos de negocio.

Teniendo en cuenta lo anterior se revisará la aplicación de mecanismos como el *sandbox* regulatorio el cual permitiría generar insumos para tomar decisiones sin la necesidad realizar reformas al marco regulatorio general mientras se comprueba la factibilidad de su aplicación estandarizada. La evidencia recopilada permitiría diseñar un esquema de remuneración más robusto y específico en el futuro fomentando la inversión no solo en activos físicos, sino también en el conocimiento y la tecnología que definen el futuro de las redes, siempre buscando equilibrar la necesidad de proteger al consumidor con la urgencia de modernizar una infraestructura para la transición energética.

Así mismo, se espera estudiar alternativas adicionales para impulsar y facilitar esta transición que puedan enmarcarse en la nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución.

Adicionalmente, se espera incluir dentro de los análisis que adelante la Comisión la posibilidad de implementar tarifas binomias con sus ventajas, desventajas y efectos de asignar costos con base a la potencia instalada (kW) y energía demandada (kWh) por los usuarios bajo distintas condiciones técnicas y económicas, con el objetivo de reflejar de mejor manera los costos asociados al uso de la infraestructura y su impacto en el uso racional de la energía manteniendo los principios de eficiencia y sostenibilidad.

La aplicación de tarifas binomias, además, permitiría evaluar la suspensión de las reglas para cargos por respaldo mencionadas en el numeral 3.8 al usar cargos por potencia que cumplirían una función equivalente.

3.12 CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

Producto del diagnóstico elaborado se encontraron distintas oportunidades de mejora en relación con la calidad de la información utilizada con fines regulatorios, desde la información de ventas y de energía reactiva registrada en el SUI, información relacionada con los reportes de calidad de la potencia hechos tanto a la SSPD como a la CREG, información de inventarios en unidades constructivas, entre otros.

Asimismo, el LAC identificó oportunidades de mejora en la información reportada para el cálculo de cargos e ingresos con frecuentes solicitudes de reliquidación por información mal reportada o fuera de términos.

4. CONSULTA PÚBLICA

Mediante el Proyecto de Resolución CREG 701 090 de 2025, la Comisión publicó el documento CREG 901 194 de 2025 para comentarios con el diagnóstico de la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 y la propuesta de bases tarifarias para la nueva metodología. Posteriormente, se publicó la Circular CREG 173 de 2025 que invitó a los OR, universidades, gremios de empresas distribuidoras de energía eléctrica y consultores a compartir sus conclusiones, propuestas y demás análisis realizados en relación con la aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018.

Como respuesta a los documentos publicados por la Comisión se recibieron 86 comentarios para al proyecto de resolución y 46 para la Circular 173 de 2025, que se agruparon en los 12 temas presentados en la Tabla 2. De la totalidad de comentarios, 22 trataron de asuntos de inversiones, 18 sobre pérdidas de energía, 19 de calidad del servicio, 16 de gastos de AOM, 11 de energía reactiva, 8 de costos de respaldo, 5 relacionados con cargos horarios, 6 sobre transición energética, 4 de heterogeneidad del mercado, 5 de nuevas tecnologías y 12 sobre otros temas. Dentro de los otros temas se destacan las comunidades energéticas, digitalización de las redes, transición del rol del OR hacia una figura de gestor de la red, la pertinencia de mantener la aplicación de *sandbox* regulatorios y la necesidad de regular los costos de conexión y arrendamiento a terceros a nivel del STR.

Tabla 2 Resumen comentarios de la consulta pública

Temas	Proyecto de Resolución	Circular	Total
Inversiones	13	9	22
Pérdidas de energía	12	6	18
Calidad del servicio	12	7	19
Gasto de AOM	10	6	16
Cargos de distribución	5	1	6
Energía reactiva	7	4	11

Temas	Proyecto de Resolución	Circular	Total
Costos de respaldo	5	3	8
Cargos horarios	3	2	5
Transición energética	4	2	6
Heterogeneidad de los mercados	4	0	4
Nuevas tecnologías	3	2	5
Otros temas	8	4	12
Total	**86**	**46**	**132**

En el tema de inversiones los comentarios recibidos sugieren revisar los tiempos de aprobación de ajustes de Planes de Inversión y los criterios de evaluación de unidades constructivas especiales, con ventanas de ajuste y procedimientos para su aprobación. En lo económico, actualizar los precios de referencia para reflejar el mercado, la inflación y las diferencias regionales. En cuanto a otros costos asociados, se sugiere revisar el tope del 5% para servidumbres y costos socioambientales. Además, dar claridad en el análisis de precios unitarios, APU, para entender los elementos qué se remuneran de una UC. En lo financiero y técnico, evaluar la tasa de retorno y establecer vidas útiles acordes con los activos y realidad del sistema, diferenciadas por componente. Adicionalmente se sugiere revisar el tratamiento y clasificación de activos de uso/conexión para permitir su ajuste dentro del periodo tarifario.

Dentro de los comentarios varias empresas indican que la metodología debería mantener los planes de pérdidas ajustados a los costos actuales, y realizar su seguimiento con información reciente permitiendo ajustes cuando existan restricciones operativas ajenas al OR. Se pide fortalecer el tratamiento de pérdidas no técnicas con incentivos y sanciones proporcionales y con corresponsabilidad del Estado, las comunidades y las empresas. También se señala la necesidad de corregir el cálculo del IPT para considerar autogeneración y generación distribuida, reconocer con trazabilidad la energía suministrada en condiciones especiales y la energía recuperada por normalización. Otra propuesta es introducir un factor de contexto para la verificación anual de metas y revisar el vínculo entre el reconocimiento por pérdidas adicionales y las inversiones, de modo que el esquema sea equitativo, operativo y financieramente sostenible.

En el tema de calidad del servicio se encontró que se pide mantener los incentivos, pero que es necesario actualizar las metas de manera diferenciada por mercado. También, que dentro del esquema de compensaciones se reconozca la gestión sostenida de los OR y la actualización del régimen de exclusiones para que refleje la realidad operativa del país. Así mismo, considerar la posibilidad de segmentar duraciones cuando existan impedimentos ajenos al OR y un tratamiento diferenciado para interrupciones asociadas a inversiones y mantenimientos programados, de forma que no se desincentiven obras necesarias. Igualmente se pide simplificar y unificar reportes, definir responsabilidades entre OR y transmisores en el STR. Adicionalmente, se propone alinear la aplicación de compensaciones con los ciclos de facturación y establecer reglas oportunas para su traslado entre agentes. Asimismo, se plantea actualizar la metodología de metas (media e individual) con ventanas multianuales y ajustes por condiciones estructurales, incorporar

criterios de resiliencia y calidad de potencia, y prever tratamientos diferenciados para zonas de difícil gestión y procesos de integración de ZNI al SIN con periodos de adaptación.

En cuanto a los gastos de AOM, en los comentarios se menciona que el esquema actual de remuneración no refleja la realidad operativa de los OR y requiere ajustes para mantener la confiabilidad, la calidad y no afectar el flujo de caja. También, se pide evaluar la base e indexación actual puesto que no capturan las diferencias de mercado. De forma reiterada en los comentarios, los interesados indican que se hace necesario dar un tratamiento diferenciado por región y condiciones, así como por nivel de tensión, incluyendo reglas para el AOM de nuevas inversiones; se indica también que varios costos en que se incurre para la puesta en operación de los proyectos (socioambientales, servidumbres, entre otros) no siempre quedan reconocidos.

En el tema de energía reactiva, los comentarios solicitan ajustar la metodología para enviar señales correctas sin frenar la masificación de autogeneración ni recursos distribuidos. Además, revisar el factor M y usar señales horarias/por nodo que distingan picos transitorios de excedentes persistentes, con seguimiento por tipo de usuario. Además se propone destinar íntegramente los recaudos a compensación y modernización de redes, establecer límites y exoneraciones escalonadas, exigir compensación en puntos de alto flujo por parte de los OR y actualizar la remuneración de activos no eléctricos e inversiones en TI.

Otro tema relevante dentro de los comentarios recomienda que mientras un agente/usuario esté conectado, exista al menos un cargo fijo de respaldo o de disponibilidad que reconozca esa permanencia en la red, y que el pago no dependa solo de la potencia que el usuario declare. De forma complementaria, se sugiere avanzar hacia cargos de distribución más cercanos a un esquema binomio (potencia + energía) o establecer una fórmula objetiva que elimine negociaciones bilaterales y la controversia sobre quién paga el respaldo.

Respecto a nuevas tecnologías, se encontraron sugerencias como incluir dentro del marco regulatorio aspectos de condiciones de conexión y medida, entre otros para facilitar la participación, por ejemplo, de vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento que podrían respaldar la red eléctrica en casos de contingencias y mejorar la calidad de la prestación del servicio. Por otra parte, también se sugiere incluir incentivos adecuados para acelerar las inversiones que permitan habilitar proyectos de generación distribuida en zonas críticas.

Los otros temas recibidos pueden resumirse en la necesidad de: implementar esquemas de verificación dinámicos para los Planes de Inversión desde su aprobación; aprobar y remunerar los PECOR incorporándolos al cargo de distribución (con ajustes a la remuneración de unidades constructivas que reconozcan costos logísticos y soluciones aisladas); armonizar los reportes y procesos entre CREG, SSPD y XM con formatos interoperables y sin redundancias; corregir las distorsiones por costos de conexión y arrendamiento en STR que hoy se trasladan al usuario; acelerar una agenda de digitalización con hoja de ruta para SDL/STR, y reconocimiento regulatorio de inversiones en ciberseguridad y de medidas de resiliencia; y enmarcar todos estos nuevos aspectos en la transición del OR a un DSO (*Distribution System Operator*), con incentivos explícitos

de cobertura rural y señales tarifarias temporales u horarias que reflejen la gestión de DER, datos e interoperabilidad, mejorando la calidad y sostenibilidad del servicio.

Adicionalmente se recibieron comentarios con propuestas de alternativas regulatorias para algunos temas específicos, como el cálculo de flujos de energía, actualización o ajuste de unidades constructivas, entre otros, que dado su nivel de detalle serán consideradas en las próximas etapas del proceso de actualización de la metodología, donde se analicen alternativas regulatorias para la actualización de la metodología y para la elaboración del proyecto de resolución con la nueva metodología que se publique a comentarios.

5. PROBLEMA

El presente capítulo parte del diagnóstico detallado de los resultados de la aplicación de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Si bien dicho marco regulatorio fue diseñado con los objetivos de incentivar la eficiencia, mejorar la calidad del servicio y promover las inversiones necesarias para la sostenibilidad del sistema, el análisis evidencia que, tras un ciclo de aplicación, persisten desafíos estructurales y han surgido nuevas circunstancias que se deben abordar para la consecución plena de dichos objetivos.

Esta problemática se manifiesta a través de las siguientes señales:

- **Pérdidas de Energía:** A pesar del incentivo de los planes de reducción de pérdidas aprobados, el Índice de Pérdidas Totales del SIN no ha mostrado la mejora esperada, cerrando en 2023 en un valor cercano al 15%, ligeramente deteriorado en comparación al registrado al inicio del periodo regulatorio en 2019. Esto indica que los mecanismos actuales no están generando la tracción suficiente para gestionar eficientemente las pérdidas técnicas y no técnicas.

  Así mismo, existe una limitación metodológica para determinar las energías de entrada en los niveles de tensión del SDL, esto se debe a que la infraestructura de medición de las fronteras de distribución no se ha terminado de desplegar en su totalidad.

- **Calidad del Servicio:** Aunque los indicadores agregados de calidad media a nivel nacional (SAIDI y SAIFI) muestran una mejora promedio superior al 40% y los indicadores de calidad individual (DIU y FIU) muestran en promedio una mejora en el percentil 85 de los grupos de calidad, aún existe alta disparidad regional y usuarios con niveles de calidad deficientes, por lo que se considera que existe aún espacio de mejora en la mayoría de los mercados, principalmente en cuanto a la dispersión de los niveles de calidad de usuarios que pertenecen a un mismo grupo de calidad y las brechas que existen entre las zonas urbanas y las rurales.

- **Inversión:** Si bien el volumen de inversión ejecutado aumentó en comparación con el periodo tarifario anterior, con un promedio superior al 4% anual, su distribución es heterogénea. Algunos OR presentan niveles anuales de inversión promedio insuficientes (inferiores al 2%), lo que compromete la reposición y expansión de la red.

En cuanto al envejecimiento de los activos el comportamiento fue heterogéneo, en donde resalta la modernización de los centros de control y equipos de subestación, como el envejecimiento de los transformadores de potencia y equipos de control y comunicaciones, lo cual representa un riesgo para la confiabilidad futura del sistema.

Por otra parte, se requiere realizar una revisión al mecanismo de incentivos por la ejecución de inversiones en función del reconocimiento de pérdidas adicionales para garantizar una mejor simetría en la remuneración.

- **AOM:** La metodología actual remunera los gastos de AOM a partir de una línea base histórica, sin incorporar incentivos directos a la eficiencia en el gasto. Adicionalmente, la remuneración de AOM adicional por nuevas inversiones genera un riesgo latente de reconocer costos asociados a conceptos distintos que no son propios de los gastos en la actividad de distribución, erosionando la eficiencia del esquema.

  El reporte de la información de gastos se debe optimizar con el fin de facilitar su seguimiento con fluidez y transparencia.

- **Transporte de Energía Reactiva:** El esquema para controlar el transporte de energía reactiva en exceso, basado en el "factor M", ha demostrado ser insuficiente. La reincidencia de esta condición en más del 20% de los usuarios para el 57% de los mercados evidencia que el incentivo no logró corregir la conducta de manera efectiva y generalizada.

- **Otros aspectos sobre Inversiones:** La metodología actual puede presentar oportunidades de mejora en el reconocimiento de activos que, si bien son necesarios para la operación, no constituyen Unidades Constructivas (UC). Específicamente:

  - **Reconocimiento de Activos No Eléctricos:** La base de activos no eléctricos se definió como un porcentaje fijo sobre la Base Regulatoria de Activos Eléctricos (BRAE), por lo que transcurrido el presente periodo tarifario es pertinente revisar los criterios de su reconocimiento.

  - **Reconocimiento de Terrenos:** El valor de los terrenos actualmente se determina con base en valores catastrales y áreas típicas predefinidas para ciertas UC, donde las áreas estándar podrían no corresponder a las condiciones reales, lo que hace pertinente revisar el mecanismo para su remuneración.

- **Barreras Regulatorias a la Modernización y Transición Energética:** El marco vigente presenta rigideces que pueden obstaculizar el despliegue de nuevas tecnologías y modelos de negocio, tales como los Recursos Energéticos Distribuidos, las Comunidades Energéticas y la masificación de la Infraestructura de Medición Avanzada.

- **Heterogeneidad Estructural de los Mercados:** Como aspecto relevante transversal, el diagnóstico revela una marcada heterogeneidad entre los mercados de comercialización que va más allá de su tamaño. Esta disparidad, ya evidenciada en los análisis específicos de calidad del servicio (notable disparidad regional), inversión (niveles heterogéneos entre mercados) y pérdidas (estancamiento a nivel nacional que oculta realidades divergentes), constituye una situación que se debe abordar.

Esto a su vez sugiere que un enfoque regulatorio homogéneo puede que no sea óptimo, al no reconocer las distintas realidades operativas, geográficas y socioeconómicas de cada mercado. La regulación vigente podría estar imponiendo exigencias elevadas para unos y poco ambiciosas para otros, limitando la eficiencia global del esquema.

En este sentido, los temas de estudio que hagan parte del proceso de actualización de la presente metodología deben considerar, como parte del análisis, los aspectos que resulten relevantes asociados a la diversidad del país, como parte de la propuesta resultante, que, manteniendo su carácter general, englobe estos aspectos particulares que hacen parte inherente de la prestación del servicio de energía eléctrica y de la actividad de distribución.

- **Mecanismos para captar factores exógenos:** La existencia de factores exógenos que inciden de manera directa sobre el desempeño de las empresas tales como: condiciones geográficas y ambientales, alta densidad de vegetación, complejidades en el acceso, situaciones de orden público, entre otros, requieren ser revisados para buscar alternativas que permitan abordar estos factores a través de diseños de esquemas diferenciados con el fin de reconocer las necesidades reales a quienes operan en entornos más complejos.
- **Calidad de la Potencia:** Si bien la regulación define criterios sobre la calidad de la potencia, actualmente la metodología de distribución no contiene directamente aspectos relacionados con el tema, teniendo en cuenta que las perturbaciones momentáneas en las ondas de tensión y corriente pueden ser percibidas como calidad deficiente por parte de los usuarios.

5.1 Justificación

La necesidad de ajustar la metodología se justifica por la persistencia de los problemas descritos que pueden generar efectos adversos sobre el funcionamiento eficiente de la actividad de distribución de energía. Las principales razones se exponen a continuación:

- **Impacto Económico sobre el Usuario Final:** La ineficiencia en la gestión de pérdidas y en los gastos de AOM se traduce directamente en un costo mayor de la prestación del servicio, que es trasladado vía tarifa a los usuarios finales, afectando la competitividad del país y la economía de los hogares.
- **Calidad de Vida y la Productividad:** Las deficiencias en la calidad del servicio, especialmente en las zonas más rezagadas, impactan negativamente la calidad de vida de los ciudadanos e imponen costos a la actividad productiva y comercial por interrupciones no programadas.
- **Confiabilidad y Seguridad del Sistema:** El envejecimiento de activos y una inversión insuficiente amenazan la sostenibilidad y confiabilidad a largo plazo de la infraestructura de distribución, incrementando el riesgo de fallas de mayor escala.
- **Posibles Barreras para la Transición Energética:** Un marco regulatorio que no facilita activamente la integración de nuevas tecnologías retrasa los beneficios asociados a la descarbonización, la digitalización y la democratización del sector energético, contraviniendo los objetivos de política pública nacional.

5.2 Causas y consecuencias

TEMA	CAUSA	CONSECUENCIA
Pérdidas	Declaratoria de emergencia ambiental y sanitaria ocasionada por el COVID-19.	La situación económica de la ciudadanía incentivó un aumento de las pérdidas no técnicas. Asimismo las restricciones de acceso por las reglas de aislamiento dificultaron actividades de medición, corrección de situaciones ilegales y demás gestión por parte de las empresas.
	Decisión de las empresas de reducir inversiones, para algunos mercados.	Menor ejecución de proyectos de reposición y expansión del sistema.
	Eficacia baja de algunas acciones tomadas por las empresas para la gestión de pérdidas no técnicas.	Incumplimiento de metas anuales de reducción de pérdidas.
	No se cuenta con la totalidad de fronteras de distribución para determinar las pérdidas reales y reconocidas con mayor exactitud.	Los índices calculados no necesariamente reflejan la realidad de las empresas.
Inversiones	Flujo de caja insuficiente para ejecutar inversiones (Res. 167 de 2020 dio más flujo de caja, remuneración de inversiones anticipadas, incentivos calidad servicio, energía reactiva, compartición infraestructura)	Deterioro en la calidad del servicio percibida por los usuarios y en las pérdidas de energía del sistema.
	Cruce de cuentas entre actividades (Opción tarifaria, compras de energía, falta de pago de subsidios)	Flujo de caja insuficiente para la actividad de distribución, causado por deudas asociadas a la actividad de comercialización.

TEMA	CAUSA	CONSECUENCIA
Calidad del servicio	Dispersión de usuarios	Algunos usuarios en cola de circuito o en zonas de alta dispersión están recibiendo una calidad que no cumple con los límites regulatorios establecidos. Los usuarios en estas zonas perciben una calidad del servicio insuficiente, a pesar de que las empresas cumplen con los indicadores individuales garantizados por grupo de calidad.
	Dificultad de verificación de las causas de exclusión de eventos. (Fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña) Falta aclarar y mejorar criterios y pruebas para su reconocimiento.	Se presentan dificultades para contar con los soportes de las exclusiones, lo cual afecta la transparencia de los indicadores y la eficacia del esquema de incentivos y compensaciones.
Calidad de la potencia	La regulación no contempla límites ni esquemas de incentivos para las perturbaciones momentáneas en las señales de tensión y corriente (que se excluyen actualmente de los indicadores de continuidad)	Perturbaciones momentáneas contribuyen a una baja percepción de la calidad por parte de los usuarios.

5.3 Actores Involucrados

En el ejercicio del diagnóstico se han logrado identificar los siguientes actores involucrados en esta problemática, estos son:

- **Usuarios:** Residenciales, comerciales, industriales y oficiales, quienes son los receptores finales del servicio.
- **Operadores de Red (OR):** Empresas encargadas de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución, y principales sujetos de la regulación.

- **Comercializadores de energía eléctrica:** Empresas encargadas de la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios de dichos servicios.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):** Entidad responsable del diseño, ajuste y supervisión del marco regulatorio.
- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD):** Entidad encargada de la vigilancia y control sobre la prestación del servicio.
- **Otras Entidades del Gobierno Nacional:** Principalmente el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y la UPME, quienes definen la política energética del país.
- **Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC):** Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores
- **Nuevos Actores del Mercado:** Propietarios de recursos energéticos distribuidos, comunidades energéticas, proveedores de tecnología (AMI, almacenamiento) y otros actores emergentes que buscan participar en el mercado.

6. OBJETIVOS

A partir del ejercicio realizado en el diagnóstico y la caracterización del problema se definieron los siguientes objetivos que permitirán identificar oportunidades y proponer mejoras para optimizar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica:

6.1 Inversión:

- Evaluar los criterios y mecanismos aplicados al reconocimiento y valoración de activos eléctricos, activos no eléctricos y terrenos, incorporando esquemas diferenciados de depreciación y sectorización de mercados, identificando áreas de mejora para asegurar una remuneración más precisa y ajustada a la realidad operativa del sector.
- Revisar y actualizar el listado de unidades constructivas definido en la regulación, incluyendo precios, vida útil y procedimientos para solicitud y reconocimiento de unidades constructivas especiales, así como los criterios de reconocimiento de costos socioambientales, de servidumbres, de transición energética e innovación tecnológica aplicables al STR y al SDL.
- Revisar y ajustar los esquemas actuales de incentivos a la inversión, especialmente aquellos relacionados con pérdidas adicionales, buscando mecanismos que garanticen una adecuada correspondencia entre la inversión y los incentivos.
- Desarrollar e implementar mecanismos para el reporte, seguimiento y revisión oportuna de la información regulatoria sobre inversiones, mejorando la trazabilidad, transparencia y eficiencia en la toma de decisiones, junto con la consolidación de prácticas de gestión y transferencia de conocimiento regulatorio.

6.2 Administración, Operación y Mantenimiento (AOM):

- Encontrar alternativas al modelo actual de eficiencia en la remuneración de los gastos AOM, incorporando incentivos directos a la eficiencia del gasto.
- Analizar la viabilidad de utilizar un modelo simplificado para la remuneración de los gastos de AOM.
- Revisar alternativas para optimizar el reporte y seguimiento de información sobre los gastos AOM, promoviendo una gestión más eficiente y transparente.

6.3 Calidad del Servicio (SDL y STR):

- Evaluar la pertinencia de ajustar las exigencias de disponibilidad del STR y revisar alternativas para estimar la Energía No Suministrada (ENS).
- Proponer ajustes a los esquemas de incentivos actuales y a los criterios para la definición de exigencias y valores de referencia, con el objetivo de continuar reduciendo la dispersión regional y alcanzar mejoras homogéneas y sostenidas en la calidad del servicio del SDL con criterios de eficiencia técnica y económica.
- Identificar alternativas para optimizar el reporte de información sobre calidad del servicio, mejorando los criterios para la verificación de los eventos y causas excluibles.

6.4 Calidad de la Potencia:

- Evaluar alternativas para incorporar aspectos de calidad de la potencia dentro de la metodología de remuneración de la actividad de distribución
- Analizar la posibilidad de incorporar esquemas de incentivos asociados a la calidad de la potencia.

6.5 Pérdidas de Energía:

- Identificar y evaluar alternativas relacionadas con la gestión de pérdidas de energía y su remuneración.
- Explorar nuevos mecanismos para acelerar el despliegue de las fronteras de distribución faltantes.

6.6 Energía Reactiva:

- Revisar el esquema de incentivos vigente, incluyendo una verificación del “factor M”, para reducir eficazmente el transporte de energía reactiva en exceso.
- Establecer mecanismos para un mejor seguimiento del transporte de energía reactiva por tipo de usuario y evaluar el impacto del Decreto 0929 del 2023 en el sistema.
- Analizar la posibilidad de actualizar los criterios para la destinación de los ingresos obtenidos por el cobro de transporte de energía reactiva en exceso y optimizar la integridad y consistencia de la información reportada.

6.7 Cargo por Respaldo:

- Revisar las reglas para la determinación del costo por respaldo y los criterios para la suscripción de contratos de respaldo con el fin de evitar barreras para la implementación de los recursos renovables.
- Evaluar métodos para calcular el cargo por respaldo, considerando el tipo de fuente utilizada y periodos horarios específicos.
- Analizar la posibilidad de adoptar tarifas binomias como alternativa para reflejar de mejor manera la asignación de costos en el sistema.

6.8 Evaluación de cargos horarios:

- Analizar la pertinencia de mantener las reglas de la Resolución CREG 015 de 2018 hasta que puedan ser aplicadas, con el objeto de conocer el impacto de su aplicación, o de actualizarlas con una nueva propuesta.

6.9 Impulso a la transición energética:

- Revisar y proponer medidas de ajuste en el marco regulatorio actual, para armonizar la incorporación efectiva de nuevas tecnologías, Recursos Energéticos Distribuidos, Comunidades Energéticas e Infraestructura de Medición Avanzada.

6.10 Heterogeneidad Estructural de los Mercados:

- Revisar alternativas para incorporar criterios diferenciales dentro del marco regulatorio general que permita abordar efectivamente las particularidades de cada mercado.
- Evaluar la viabilidad de esquemas diferenciados para reconocer adecuadamente factores exógenos que puedan afectar el desempeño de los Operadores de Red, tales como condiciones geográficas, ambientales y socioeconómicas, dificultad de acceso y situaciones de orden público, entre otros, enmarcados dentro de la aplicación de los criterios tarifarios definidos en la Ley.

6.11 Calidad de la información regulatoria:

- Revisar alternativas que permitan mejorar la exactitud y confiabilidad de la información utilizada para el cálculo de ingresos y cargos.