



Superservicios



Boletín Tarifario de  
**Energía  
Eléctrica**

**Primer Trimestre**

ENERO A MARZO | 2025

Dirección Técnica de Gestión de Energía –  
Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible

Diciembre

El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante los meses de enero, febrero y marzo de 2025 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

**Elaboró:**

Lina María Torres Castiblanco

Karoll Sair Niño

*Profesionales Dirección Técnica de Gestión de Energía - Grupo de Gestión Comercial en el SIN*

**Revisó:**

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

*Director Técnico de Gestión de Energía*

**Aprobó:**

Omar Camilo López López

*Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
FUENTES DE INFORMACIÓN	7
FINALIDAD DEL BOLETÍN	9
PERIODO DE ANÁLISIS	9
EMPRESAS ANALIZADAS	9
VARIABLES ANALIZADAS	13
OPERACIÓN ESTADÍSTICA	15
CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN	15
RESUMEN EJECUTIVO	16
1. CONTEXTO NORMATIVO	18
2. PANORAMA NACIONAL	21
2.1. Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)	21
2.2. Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD	22
3. ANÁLISIS POR COMPONENTE	25
3.1. Generación (G)	25
3.2. Transmisión (Tm)	47
3.3. Distribución (Dt)	49
3.4. Comercialización (C)	57
3.5. Pérdidas (PR)	68
3.6. 83	
4. TARIFAS APLICADAS	77
5. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS	81
6. ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN	99
7. GLOSARIO	92

## **Lista de Tablas**

Tabla 1. Fuente de la Información	8
Tabla 2. Segmentación por grupos	11
Tabla 3. Grandes Comercializadores	11
Tabla 4. Medianos Comercializadores	12
Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores	12
Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios	13
Tabla 7. Variables Analizadas	14
Tabla 8. Resumen General Operador de Red	17
Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro	18
Tabla 10. Contexto Normativo General	19
Tabla 11. Contexto Normativo por Componente	19
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	23
Tabla 13. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado	24
Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio	25
Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario	25
Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1	27
Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2	28
Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3	29
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4	31
Tabla 20. Variables Componente de Generación	36
Tabla 21. Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado	40
Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb	42
Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 1T 2025	47
Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 1T 2025	49
Tabla 25. Áreas de Distribución	51
Tabla 26. Operadores de Red y mercados	52
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD	53
Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte	56
Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur	57
Tabla 30. Proyectos compensados por PPA enero 2025	57
Tabla 31. Proyectos compensados por PPA febrero 2025	57
Tabla 32. Proyectos compensados por PPA marzo 2025	57

Tabla 33. Variación Componente C 4T vs 3T	59
Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1	61
Tabla 35. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2	63
Tabla 36. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3	64
Tabla 37. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4	65
Tabla 38. Listado de Comercializadores acogidos al COT	67
Tabla 39. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT	67
Tabla 40. Valores promedio COT 1T 2025	68
Tabla 41. Variación Componente Pérdidas 1T 2025 vs 4T 2024	69
Tabla 42. Comportamiento Componente Pérdidas 1T 2025	70
Tabla 43. Valores CPROG 1T 2025	71
Tabla 44. Variación Componente Restricciones 1T 2025 vs 4T 2024	73
Tabla 45. Aplicación de Subsidios	78
Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales	79
Tabla 47. Tarifas Aplicadas Estrato 4	79
Tabla 48. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales	80
Tabla 49. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión	84
Tabla 50. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión	84
Tabla 51. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión	85
Tabla 52. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión	85
Tabla 53. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión	86
Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC1	87
Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC2	87
Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato TC3	88
Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T3	89
Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T6	90
Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T7	90
Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T9	91

## **Lista de Figuras**

Figura 1. Promedio CU Operador de Red	17
Figura 2. Promedio Cu Comercializador Puro	18
Figura 3. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	23
Figura 4. Grupo 1 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)	28
Figura 5. Grupo 2 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)	29
Figura 6. Grupo 3 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)	30
Figura 7. Grupo 4 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)	31
Figura 8. Comportamiento Pc 1T 2025 (\$/kWh)	32
Figura 9. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – enero 2025 (\$/kWh)	33
Figura 10. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – febrero 2025 (\$/kWh)	34
Figura 11. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – marzo 2025 (\$/kWh)	35
Figura 12. Comportamiento G contratos vs G Neutro 1T 2025	39
Figura 13. Comparativo Precio de Bolsa Nacional ponderado Vs Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh)	40
Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa	42
Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa	43
Figura 16. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa – enero 2025	43
Figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	44
Figura 18. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – febrero 2025	45
Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	46
Figura 20. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – marzo 2025	46
Figura 21. Componente Transmisión (\$/kWh) - Demanda SIN (TWh) 4T vs 3T	48
Figura 22. Conformación del Ingreso Regulado Neto que paga el comercializador	50
Figura 23. Evolución Componente de Distribución 1T 2025 Vs 4T 2024	53
Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro	54
Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente	54
Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente	55

Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur	55
Figura 28. Promedio Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2025 (\$/kWh)	60
Figura 29. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2024	61
Figura 30. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2024	63
Figura 31. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2024	64
Figura 32. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 1T 2025 vs 4T 2024	66
Figura 32. Comportamiento Componente Perdidas 1T 2025	70
Figura 34. Fórmula Restricciones	73
Figura 35. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)	75
Figura 36. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales	76
Figura 37. Promedio Componente R (\$/kWh)	77
Figura 37. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)	83

## INTRODUCCIÓN

El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados para los meses de enero, febrero y marzo de 2025.

El documento contiene una breve descripción de la normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de ésta. Asimismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas. Y, adicionalmente se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presenta la información detallada con el resultado del presente análisis.

Los detalles específicos por mercado y empresa que sustentan este análisis, incluyendo las tarifas promedio mensuales, los costos unitarios (CU) para el mercado no regulado por niveles de tensión y las Áreas de Distribución (ADD), así como el estado de reporte de los formatos tarifarios de las empresas registradas en el RUPS, se encuentran integrados en los capítulos de este documento. Asimismo, la información base detallada está disponible para consulta en las bases de datos oficiales del Sistema Único de Información (SUI) y las liquidaciones de XM.

La base de datos usada para este informe corresponde con la información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los meses de **enero, marzo y abril de 2025**. Esta información fue reportada por **35 empresas**, las cuales entregaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.

## FUENTES DE INFORMACIÓN

El presente Boletín Tarifario incluye el análisis de la información reportada por los prestadores en el SUI para el cuarto trimestre de 2024, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes fuentes como XM y SuperFinanciera, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

La información base del presente boletín proviene de los formatos establecidos en el capítulo tarifario (T3, T4, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12) y los formatos comerciales TC1 y TC2, conforme a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, para los meses de **enero, febrero y marzo de 2025**, certificada por los prestadores en el SUI.

Tabla 1. Fuente de la Información

Reporte/ Fuente	Condiciones
<b>Formato T3.</b> Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador.
<b>Formato T4.</b> Actualización Tarifas Publicadas	Se aplican los filtros: por mercado, cargo horario, estrato/sector.
<b>Formato T6.</b> Opción Tarifaria 168/2008	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 11 «Sam» y el campo 8 «CUv», filtrando por mercado y NT y PROP.
<b>Formato T7.</b> Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR <b>Formato T8.</b> Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con los campos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Campo 3 «Gm»,</li> <li>• Campo 4 «Tm»,</li> <li>• Campo 5 «Pmm»,</li> <li>• Campo 6 «Dnm»,</li> <li>• Campo 7 «Cvm»,</li> <li>• Campo 8 «Rm»</li> <li>• Campo 9 «CUvm»</li> </ul> Filtrando por mercado y NT y PROP
<b>Formato T9.</b> Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado.
<b>Formato T10.</b> Información ASIC y LAC – Comercializador	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 4 «DMRE» y el campo 6 «PRRE», filtrando por empresa.
<b>Formato T11.</b> Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 2 «Dt1» y el campo 28 «CPROG», filtrando por empresa.
<b>Formato T12.</b> Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por ADD.
<b>Formato T13.</b> Información General	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, relacionada con el campo 2 «STN MO», filtrando por la zona sur o norte del cargo del nivel de tensión 4 del STR.

Reporte/ Fuente	Condiciones
<b>Formato TC1.</b> Caracterización de Usuarios	A partir de estos formatos se descarga un reporte del SUI a través del SQL para traer la información relacionada con los usuarios No Regulados (NR), filtrando por el tipo de tarifa del TC2.
<b>Formato TC2.</b> Facturación a Usuarios	Se extrae información relacionada con número de suscriptores y consumo de energía para usuarios regulados y no regulados.
<b>Formato CS1.</b> SAIDI y SAIFI.	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 1 «SAIDI Acumulado» y el campo 2 «SAIFI Acumulado», filtrando por mercado.
Variables Macroeconómicas	<p>Con el objetivo de analizar la evolución de las variables del entorno macroeconómico que regulatoriamente impactan las tarifas, se obtienen los datos sobre el Índice de Precios al Consumidor (IPC), Índice de Precios al Productor (IPP), Tasa Representativa del Mercado (TRM)</p> <p>IPC  <a href="https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc">https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc</a></p> <p>IPP  <a href="https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp">https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp</a></p> <p>TRM  <a href="https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm">https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm</a></p> <p>Esta información se encuentra integrada en los cálculos y análisis de los componentes que tienen una afectación directa.</p>
Información de XM	Se extrae la información de XM a través de los canales disponibles para tal fin (Portal Privado, Sinergox, Chatbot y el FTP a través de Filezilla), correspondiente al detalle de las liquidaciones definitivas por ADD, Deltas STN, Deltas STR, Causas, Afac, trsm y el precio de bolsa nacional ponderado.
Bodega O3	Número de Suscriptores

Fuente: Año de consulta 2025, Base de Datos SUI, Portal XM

## FINALIDAD DEL BOLETÍN

El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados durante los meses de enero, febrero y marzo de 2025.

## PERIODO DE ANÁLISIS

Para el presente boletín se analizó la información publicada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica durante los meses de **enero, febrero y marzo de 2025**.

Los datos publicados pueden sufrir cambios debido a las solicitudes de modificación (reversión) presentadas por los prestadores del servicio y autorizadas conforme a lo estipulado en la Resolución SSPD n.º 20171000204125 de 2017. Por tal motivo, es importante considerar que la fecha de cierre de los archivos de datos utilizados para la elaboración del informe, corresponde al **01 de diciembre de 2025**.

## EMPRESAS ANALIZADAS

Para el análisis del presente boletín se incluyeron un total de **35 empresas comercializadoras de energía eléctrica** del Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Empresas que reportaron completamente la información al Sistema Único de Información (SUI) en los formatos tarifarios y comerciales, conforme a la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Lo cual asegura que los datos sean **consistentes, comparables y auditables**.
- Atendieron usuarios del nivel de tensión 1 (NT1) durante el periodo **enero, febrero y marzo de 2025**.
- Estas empresas representan la cobertura nacional efectiva el servicio de energía eléctrica en los mercados regulados y no regulados.
- Concentran prácticamente la **totalidad de los usuarios regulados del país**.
- Cubren todas las Áreas de Distribución (ADD): Centro, Oriente, Occidente y Sur.
- Incluyen tanto grandes operadores (ENEL, EPM, CELSIA, AIR-E) como pequeños prestadores regionales (DISPAC, ENELAR, EMEVASI).
- Representan la base estadística usada para el cálculo de los componentes tarifarios (G, T, D, C, PR, R).

Se clasificaron las empresas en cuatro Grupos (**G1 a G4**) de acuerdo al número de suscriptores/usuarios atendidos, esto con el fin de evaluar diferencias estructurales en los precios de compra de energía y aspectos comerciales.

Esta clasificación se determinó a partir de la información alojada en la herramienta Bodega O3, la cual es cargada y certificada por las empresas prestadoras de servicios público domiciliario de energía en Sistema Único de Información (SUI) a través del formato TC1. Caracterización de Usuarios. Siendo así, a continuación, se relaciona la división por grupo y la conformación de estos:

Tabla 2. Segmentación por grupos

Grupo	Rango de Número de usuarios
G1	Más de 750.000
G2	200.000 – 749.999
G3	50.000 – 199.999
G4	Menos de 50.000

Teniendo en cuenta la anterior clasificación, se identifican las empresas que conforman cada grupo, adicionalmente se relaciona los mercados atendidos:

- **Grupo 1 – Grandes Comercializadores (más de 750.000 usuarios)**

Tabla 3. Grandes Comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
1	48307	AIRE	Air-e S.A. E.S.P	Caribe Sol <sup>1</sup>
2	48305	CARIBEMAR	CaribeMar de la Costa S.A. E.S.P	Caribe Mar <sup>2</sup>
3	536	CELSIA COLOMBIA	Celsia Colombia S.A. E.S.P	Tolima - Valle del Cauca - Cali-Yumbo
4	597	ENEL COLOMBIA	Enel Colombia S.A. E.S.P	Bogotá – Cundinamarca
5	564	EPM	Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P	Antioquia - Valle del Cauca - Cali-Yumbo
6	524	ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P	Santander
7	2438	EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P	Cali-Yumbo - Puerto Tejada

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

- **Grupo 2 – Medianos Comercializadores (200.000 a 749.999 usuarios)**

Tabla 4. Medianos Comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
8	520	CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P	Nariño

<sup>1</sup> Corresponde al nombre oficial del mercado incluye las zonas de Magdalena, La Guajira y Atlántico

<sup>2</sup> Corresponde al nombre oficial del mercado incluye las zonas de Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
9	604	CENS	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Norte de Santander
10	23442	CEO	Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.	Cauca
11	502	CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas
12	1014	ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Huila
13	600	EMSA	Electrificadora del Meta S.A E.S.P	Meta
14	500	EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Boyacá
15	523	EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P	Quindío
16	2073	EEP	Empresa de Energía De Pereira S.A. E.S.P.	Cartago Caldas Valle Caribe Sol Pereira

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

- **Grupo 3 – Pequeños y medianos comercializadores (50.000 a 199.999 usuarios)**

Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
17	637	CETSA	Compañía de Electricidad De Tuluá S.A. E.S.P.	Tolima, Tuluá, Valle del Cauca
18	599	ENELAR	Empresa de Energía De Arauca	Arauca
19	3370	ENERCA	Empresa de Energía De Casanare S.A. E.S.P.	Casanare
20	1032	ELECTROCAQUE TÁ	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P	Caquetá
21	3226	DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacifico S.A. E.S.P.	Chocó

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

- **Grupo 4 – Comercializadores con menos de 50.000 usuarios**

Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
22	2016	EE PUTUMAYO	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Putumayo
23	2371	EEBP	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Bajo Putumayo
24	1846	EMEVASI	Empresa de Energía del Valle De Sibundoy S.A.	Sibundoy
25	2322	VATIA	Vatia S.A. E.S.P	Varios Mercados
26	20437	ENERTOTAL	Enertotal S.A. E.S.P	Varios Mercados
27	23330	PEESA	Profesionales En Energía S.A E.S.P	Varios Mercados
28	3372	ASC INGENIERIA	ASC Ingeniería S.A.S E.S.P	Varios Mercados
29	62071	Enel X Colombia	Enel X Colombia S.A.S E.S.P	Varios Mercados
30	59850	ENERBIT	ENERBIT S.A.S E.S.P	Varios Mercados
31	27691	QI ENERGY	QI Energy S.A.S E.S.P	Caribe Sol – Otros
32	62371	BIA ENERGY	BIA Energy S.A.S E.S.P	Varios Mercados
33	1737	RUITOQUE	Ruitoque S.A. E.S.P	Ruitoque
34	694*	EMMESA	Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	Popayán - Puracé
35	3076	ENERGUAVIARE	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.(ENERGUAVIARE)	Guaviare

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025) \*Se excluye teniendo en cuenta el no reporte de información por parte del prestador

En total se analizaron **35 empresas comercializadoras**, de las cuales **33 empresas** contaron con información completa y certificada para los tres meses del trimestre. Las empresas restantes presentaron información parcial por lo que no fueron incluidas en los promedios nacionales.

Se aclara que esta agrupación se aplicó **para el componente de Generación (Gm)**, dado que su costo depende de la exposición de cada comercializador en el mercado mayorista y de su capacidad de contratación y **comercialización**, teniendo igualmente la estructura y usuarios atendidos.

Para los demás componentes (Tm, Dt, PR y R), el análisis se realizó sin clasificación por grupos.

## VARIABLES ANALIZADAS

A continuación, se relacionan de manera general las variables analizadas a lo largo del boletín tarifario.

Tabla 7. Variables Analizadas

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
Número de usuarios/suscriptores	Número de suscriptores por prestador para los meses de enero, marzo y abril de 2025.	Bodega O3
Costo Unitario de Prestación del Servicio (Cu)	Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j.  Se analiza el CU promedio de los Operadores de	Formato SUI. T7 Campo (Cuv)
Componente de Generación	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista en el mercado de comercialización.	Formato SUI. <b>T7</b> (Campo Gm) Formato SUI <b>T9</b> (variables Gm, Pc, Pb, Qb, α, W1). Formato SUI <b>T10</b> Formato SUI <b>T11</b> Información XM (precios bolsa, demanda, contratos bilaterales, etc.).
Componente de Transmisión	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m.	Formato <b>T7</b> del SUI (Campo Tm). Información XM (liquidaciones LAC-STN).
Componente de Distribución	Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Si la empresa pertenece a un área de distribución, el valor a reportar será igual al DtUN por nivel de tensión.	Formatos <b>T7, T11, T12 y CS1</b> del SUI. Datos de ADD y operadores de red. Resolución <b>CREG 015 de 2018</b> (cargos por uso).
Componente de Comercialización	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en \$/kWh.	Formatos SUI <b>T7</b> Formato SUI <b>T9</b> Formato SUI <b>T10</b>

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
Componente de Perdidas	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j	Formatos SUI <b>T7</b> Formato SUI <b>T11</b> Formato SUI <b>T12</b> del SUI. Datos XM (flujos de energía y balance). Resolución <b>CREG 015 de 2018 y 131 de 2020</b> .
Componente de Restricciones	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m.	Formatos SUI <b>T7</b> Formato SUI <b>T11</b> del SUI. Información de XM (liquidaciones del CND).
Tarifas Aplicadas	Tarifas de las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional dando cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. C	Formato SUI <b>T3</b>

Fuente: Elaboración DTGE

## OPERACIÓN ESTADÍSTICA

El Boletín Tarifario de Energía Eléctrica, es uno de los productos de la operación estadística del Componente Comercial Energía, el cual está basado en el aprovechamiento de registros administrativos (formatos SUI), que corresponde a fuente de datos secundaria.

La operación estadística del Componente Comercial Energía cuenta con información obtenida a partir de los datos reportados en el SUI por los prestadores del servicio de energía eléctrica inscritos en el Registro Único de Prestadores de servicio (RUPS), administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), conforme a las disposiciones de la Ley 142 de 1994, y cuyas empresas tienen registradas las actividades de comercialización de energía eléctrica, así como con la información certificada en los formatos dispuestos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

De esta forma, la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD realiza de forma trimestral, un análisis detallado de cada uno de los componentes del CU y presenta el ranking de empresas según la tarifa calculada para el estrato 4. Esto permite mostrar el comportamiento de las tarifas finales aplicadas a los usuarios regulados y no regulados del país.

### CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN

A la fecha de la presente publicación, no se realizaron modificaciones al documento.

Fecha	Documentos modificados	Modificaciones

## RESUMEN EJECUTIVO

A continuación, se plasma un resumen a nivel general del CU promedio por Operadores de Red (OR) y Comercializadores Puros<sup>3</sup> teniendo en cuenta la información reportada por las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Único de Información (SUI), en los formatos tarifarios.

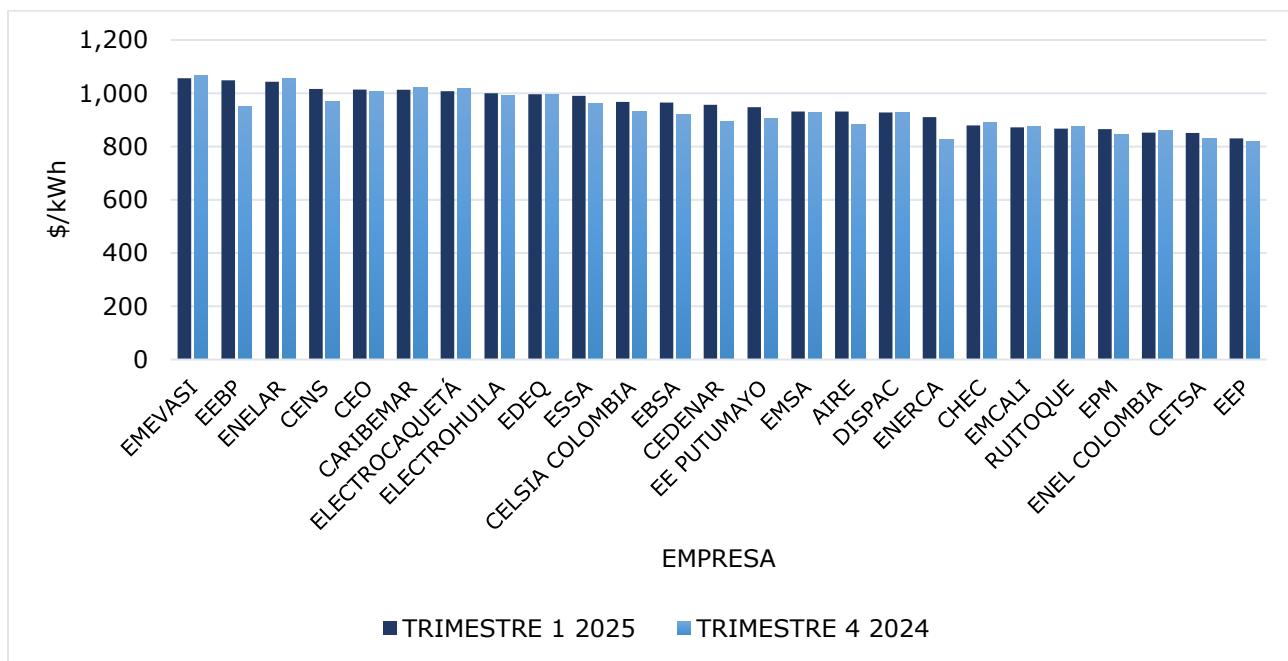
Tabla 8. Resumen General Operador de Red

	TRIMESTRE 4 2024	TRIMESTRE 1 2025
Promedio CU (\$/kWh)	898,46	914,38
CU mayor	1067,82	1056,62
CU menor	817,31	830,78

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Para el primer trimestre de 2025 se identificó respecto al 2024 se evidenció una variación en el CU de 1,8%. Donde la EMEVASI reportó el CU más alto con un valor de 1.056 \$/kWh y la empresa EEP reportó el CU menor con un valor de 830,78 \$/kWh.

Figura 1. Promedio CU Operador de Red



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

<sup>3</sup> Empresa que solo realiza actividades de comercialización de energía (compra y venta), sin tener activos de generación ni distribución, y que puede operar en mercados regulados o libres

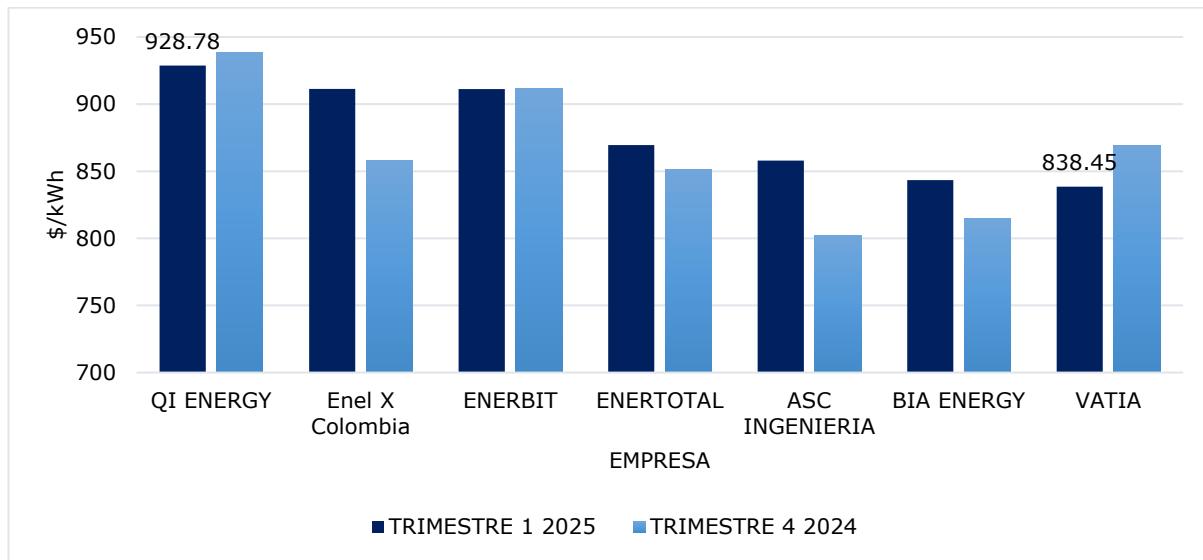
Por otro lado, para los Comercializadores Puros se evidenció una variación del 1,2%, donde QI ENERGY reportó el CU más alto con 928,78 \$/kWh y VATIA reportó el CU menor con 838,45 \$/kWh.

Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro

	TRIMESTRE 4 2024	TRIMESTRE 1 2025
Promedio CU (\$/kWh)	873,02	883,58
CU mayor	938,12	928,78
CU menor	802,41	838,45

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Figura 2. Promedio Cu Comercializador Puro



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

## 1. CONTEXTO NORMATIVO

Tabla 10. Contexto Normativo General

LEY/RESOLUCIÓN	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Ley 142 de 1994	Establece el régimen de servicios públicos domiciliarios. Establece los <b>principios estructurales y permanentes</b> de tarifas y subsidios en energía eléctrica.	Define criterios como la eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.
Resolución CREG 119 de 2007	Establece la fórmula tarifaria base (CU) para usuarios regulados	Derogó a la Resolución CREG 031 de 1997  Modificada por las resoluciones 017/2008, 158/2009, 173/2011
Resolución CREG 003 de 2021	Consolidó las disposiciones de la Resolución 186 de 2010 y Resolución 104 de 2020. Establece <b>fórmulas y variables tarifarias</b> aplicables a los usuarios residenciales de estrato 1 y 2 en energía eléctrica y gas por red de tubería	Vigente a partir de su expedición en enero de 2021, con enfoque en la aplicación de subsidios para consumos básicos mediante límites máximos: 60 % para estrato 1 y 50 % para estrato 2
Ley 1117 de 2006	Por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2.	Las tarifas básicas no pueden incrementarse más que el IPC mensual respecto al mes anterior.  Se fijan techos máximos de subsidio: 60 % del costo de prestación para estrato 1 y 50 % para estrato 2.

Tabla 11. Contexto Normativo por Componente

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
<b>Generación:</b> <b>G<sub>m,i,j</sub></b>	Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 101 002 de 2022.	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista	Costo de compra de energía en bolsa o por medio de contratos a largo plazo.	Contratos: Indexación por medio de IPP (Índice de Precios al Productor)  Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
				condiciones del mercado
Transmisión: <i>Tm</i>	Resolución CREG 011 de 2009	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN) (\$/kWh) para el mes m. Liquidado por LAC (Liquidación y Administración de Cuentas).	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el <i>transporte</i> de energía de las plantas generadoras hasta las redes del STR	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP).  Varía mensualmente por las variaciones en la demanda.
Distribución: <i>Dn,m</i>	Resolución CREG 015 de 2018	Costo por uso del Sistema de Distribución (STR) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los cargos para remunerar los define la LAC.	Corresponde al valor que se paga por <i>transportar</i> la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR.  El Ministerio de Minas y Energía junto con la CREG definieron la conformación de las ADD que agrupan el cargo de Distribución de empresas que comparten ciertas características a través de un cargo unificado denominado DtUN.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP).  Varía mensualmente
Comercialización : <i>Cvm,i,j</i>	Resoluciones CREG 180, modificada por la Resolución CREG 019 de 2018 y	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera,	La actualización se realiza con el índice de Precios al Consumidor (IPC).

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
	resolución CREG 191 de 2014	comercializador minorista. (\$/kWh)	contribuciones, pagos al administrador del mercado.	Varía mensualmente.
<b>Restricciones:</b> <b>R<sub>m,i</sub></b>	Resolución CREG 119 de 2007	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. (\$/kWh)	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el STN opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.	Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la disponibilidad de los activos de transmisión. Varía mensualmente.
<b>Pérdidas:</b> <b>PR<sub>n,m,i,j</sub></b>	Resolución CREG 119 de 2007 modificada por la Resolución CREG 173 de 2011	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista.	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR, SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por mercado de comercialización	Varía por empresa de acuerdo al costo aprobado.

## 2. PANORAMA NACIONAL

El análisis del comportamiento tarifario correspondiente a los meses de **enero, febrero y marzo de 2025** inicia con una descripción general del **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)**, en la cual se examina su evolución a nivel nacional por mercado y Área de Distribución<sup>4</sup> durante al trimestre analizado. Este costo se determina conforme a lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 y las disposiciones que la modifican o actualizan. Posteriormente, se desarrolla un análisis detallado de cada uno de los componentes que conforman la tarifa, con el fin de identificar las variaciones y los factores que incidieron en su comportamiento.

### 2.1. Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)

El **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)** corresponde al valor promedio que reconoce la regulación para cubrir los costos eficientes asociados a la prestación del servicio público de energía eléctrica a los usuarios finales regulados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La estructura del CU se encuentra definida por la suma de los componentes que representan las diferentes actividades del proceso de suministro y comercialización de energía, conforme al marco regulatorio vigente expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), principalmente la Resolución CREG 119 de 2007<sup>5</sup>.

De manera general, el CU se compone de los siguientes elementos:

- **G:** Costo de generación o compra de energía.
- **T:** Costo de transporte o uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- **D:** Costo de distribución o uso del Sistema de Distribución Local (SDL).
- **C:** Costo de Comercialización
- **PR:** Pérdidas reconocidas
- **R:** Restricciones

En cumplimiento de lo dispuesto en la **Ley 142 de 1994**, el cálculo y aplicación de las tarifas debe garantizar criterios de **eficiencia económica, suficiencia financiera y neutralidad**.

### 2.2. Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD

El presente análisis se realizó sobre los mercados atendidos por el **Operador de Red (OR) del Nivel de Tensión 1 (NT1)**<sup>6</sup>, con base en la información reportada en el Formato SUI T7. A

<sup>4</sup> Un Área de Distribución (ADD) está conformada por uno o más operadores de red con cercanía geoFigura, que prestan el servicio de energía tanto en zonas urbanas como rurales.

<sup>5</sup> Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

<sup>6</sup> Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1kV

diferencia de los **comercializadores puros** - empresas que únicamente desarrollan actividades de **compra y venta de energía**, sin poseer activos de generación ni distribución, y que pueden operar en **mercados regulados o libres**-, los **Operadores de Red (OR)** integran la prestación del servicio público de energía mediante la administración de la red de distribución y la atención directa de usuarios en sus áreas de influencia.

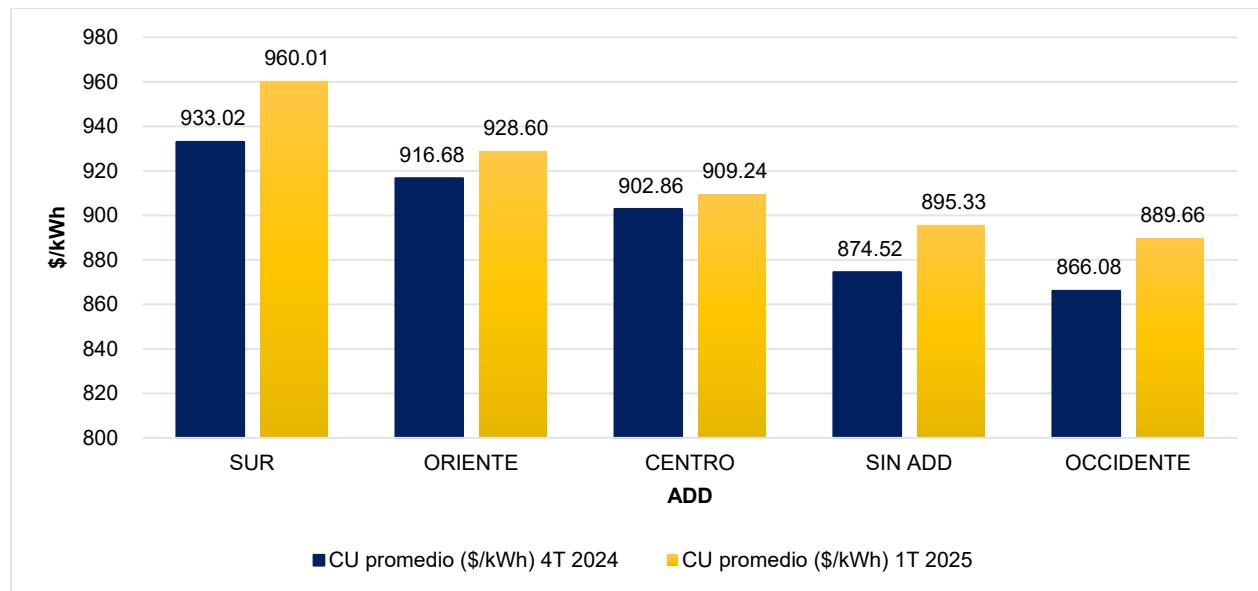
Se excluye del cálculo el mercado de Energuaviare y Popayán-Purace, por no contar con información completa para el trimestre.

Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución

ADD	CU promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
	4T 2024	1T 2025	
SUR	933,02	960,01	2,89%
ORIENTE	916,68	928,60	1,30%
CENTRO	902,86	909,24	0,71%
SIN ADD	874,52	895,33	2,38%
OCCIDENTE	866,08	889,66	2,72%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 3. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

A nivel regional, el Área de Distribución (ADD) Sur presentó la mayor variación (2,89%), impulsada por las variaciones en el mercado de Casanare (10,41%) y Bajo Putumayo (10,37%), seguida de la ADD Occidente (2,72%) variación impulsada por el mercado de Nariño (7,01%). Las ADD Oriente y Centro registraron variaciones moderadas de 1,30% y 0,71%, respectivamente, destacándose los mercados de Boyacá (5,03%) y Antioquía (3,11%). Por otro

lado, los mercados sin ADD registraron una variación del 2,38%, donde el mercado de Caribesol registró una variación de 4,05%. Las variaciones por mercado se relacionan a continuación:

Tabla 13. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado

ADD	MERCADO	TRIMESTRE 4 2024	TRIMESTRE 1 2025	% VARIACION 1T Vs 4t
CENTRO	ANTIOQUIA	891,13	918,85	3,11%
	CALDAS	877,22	880,04	0,32%
	NORTE DE SANTANDER	930,24	945,43	1,63%
	PEREIRA	852,42	840,73	-1,37%
	QUINDÍO	936,49	928,97	-0,80%
	RUITOQUE	946,11	932,06	-1,49%
	SANTANDER	927,37	934,79	0,80%
OCCIDENTE	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	818,25	836,32	2,21%
	CARTAGO	836,06	848,79	1,52%
	CAUCA	1.007,86	1.013,86	0,60%
	NARIÑO	894,14	956,80	7,01%
	TULUÁ	904,81	929,37	2,71%
	VALLE DEL CAUCA	857,31	882,12	2,89%
ORIENTE	ARAUCA	1.056,32	1.043,41	-1,22%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	842,22	839,33	-0,34%
	BOYACÁ	918,98	965,16	5,03%
	HUILA	991,57	999,85	0,83%
	TOLIMA	918,88	943,65	2,70%
SIN ADD	CARIBE MAR	961,78	945,80	-1,66%
	CARIBE SOL	800,31	832,76	4,05%
	CHOCÓ	926,60	928,16	0,17%
SUR	BAJO PUTUMAYO	949,90	1.048,43	10,37%
	CAQUETÁ	1.019,72	1.007,82	-1,17%
	CASANARE	824,86	910,77	10,41%
	META	882,46	874,45	-0,91%
	PUTUMAYO	903,93	947,50	4,82%
	SIBUNDOY	1.067,82	1.056,62	-1,05%
<b>Total general</b>		<b>898,46</b>	<b>914,38</b>	<b>1,77%</b>

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Durante el trimestre analizado, el Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) registró un incremento promedio del **1,77%** frente al trimestre anterior, pasando de **898,46\$/kWh** a **914,38\$/kWh**. Este comportamiento refleja una tendencia general al alza en la mayoría de las Áreas de Distribución. Como se evidenció en la Tabla 12.

Teniendo en cuenta lo anterior, se identificó que los siguientes mercados reportaron el Costo Unitario (representado en \$/kWh) más alto del primer trimestre de 2025, estos se encuentran en por encima del promedio general en un 16%.

Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación % respecto al promedio general
SIBUNDOY	1.056,62	914,38	16%
BAJO PUTUMAYO	1.048,43		15%
ARAUCA	1.043,41		14%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Y los Costos Unitarios (CU) más bajos del primer trimestre de 2025 se registraron en los siguientes mercados, los cuales se ubican por debajo del promedio nacional en aproximadamente 9%.

Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación % respecto al promedio general
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	839,33	914,38	-8%
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	836,32		-9%
CARIBE SOL	832,76		-9%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

### 3. ANÁLISIS POR COMPONENTE

#### 3.1. Generación (G)

El componente de **Generación (G)** representa **Costo de compra de energía (\$/kWh)** para el comercializador minorista (i), durante el mes (m) en el mercado de comercialización (j).

El análisis que se presenta a continuación se realizó con base en la información reportada por los comercializadores de energía eléctrica en el Sistema Único de Información (SUI), con el propósito de evaluar el comportamiento del componente de Generación (G), identificando la variación en los costos de compra de energía y las diferencias entre empresas y mercados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Con el fin de facilitar la comparación y obtener un análisis más representativo, las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica se agruparon de acuerdo con lo mencionado en la Tabla 2.

Se usó esta segmentación a partir de las siguientes consideraciones:

- El costo de generación **depende de las compras que cada comercializador hace en bolsa o por contratos bilaterales u otro mecanismo de compra de energía.**
- Las empresas grandes tienen **mayor poder de negociación y diversificación** en sus portafolios de contratos, mientras que las pequeñas podrían estar más **expuestas al precio de bolsa.**
- Al agruparlas por número de usuarios atendidos **permite evidenciar diferencias estructurales** en el precio promedio de G (por eficiencia y exposición).

En esta primera sección se presenta el comportamiento del componente de Generación, así como la variación porcentual. Posteriormente, al análisis se complementa con el análisis de los siguientes aspectos:

- Comportamiento de los precios de contratos bilaterales de los comercializadores,
- Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores,
- Fracción de demanda de energía atendida por contratos bilaterales y compras de energía en Bolsa y
- Traslado por parte de los comercializadores de compras AGPE y GD al componente de Generación contratos bilaterales de los comercializadores.

## Variación Componente de Generación - Grupo 1 empresas con más de 750.000 usuarios

El promedio para el componente de G del grupo 1 para el trimestre analizado es de **374,96 \$/kWh**, una variación del **-0,06%, -0,24 \$/kWh** respecto al trimestre anterior. Se observaron variaciones moderadas como se observa a continuación:

Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1

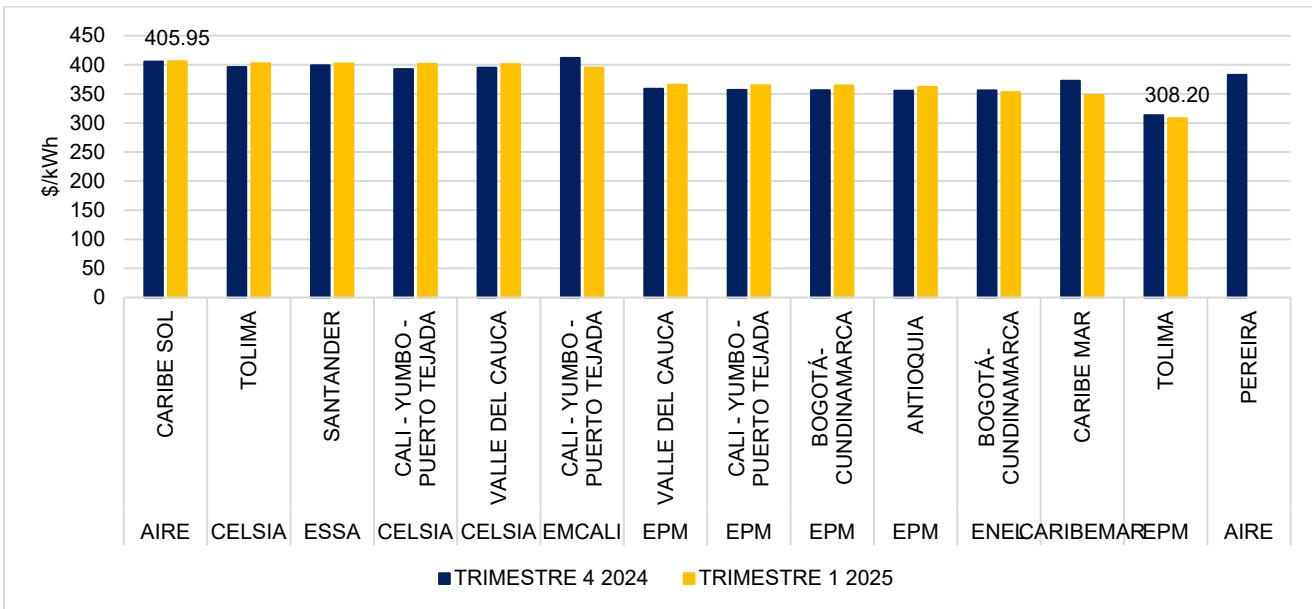
EMPRESA	MERCADO	4T 2024 Componente G (\$/kWh)	1T 2025 Componente G (\$/kWh)	Variación trimestral (%)
AIR-E	CARIBE SOL	405,50	405,95	0,11%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	372,48	348,03	-6,56%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	392,66	401,64	2,29%
	TOLIMA	396,29	402,56	1,58%
	VALLE DEL CAUCA	394,97	401,00	1,53%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	411,81	395,07	-4,06%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	356,13	352,86	-0,92%
EPM	ANTIOQUIA	355,46	361,97	1,83%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	356,39	364,48	2,27%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	356,85	364,70	2,20%
	TOLIMA	313,46	308,20	-1,68%
	VALLE DEL CAUCA	358,86	365,70	1,90%
ESSA	SANTANDER	399,27	402,29	0,76%

Fuente: Formato SUI T7, Cálculos DTGE 2025

Para el periodo analizado el mercado de CaribeMar, atendido por Afinia, fue el mercado que presentó la variación más significativa del grupo, reportó una disminución del -6,56% lo que representa -24,45 \$/kWh. Para el primer trimestre de 2025 la tendencia se mantuvo hacia la disminución del costo de generación en promedio del -7%. Este comportamiento podría asociarse a variaciones en las condiciones de los costos de energía en contratos bilaterales o exposición a precios en bolsa.

Para el Grupo 1, Air-e con el mercado de Caribesol reportó un costo de generación de 405,95 \$/kWh posicionándose como el costo más alto del Grupo para el primer trimestre de 2025, en contraste EPM, con el mercado Tolima, reportó el costo de generación más bajo un con valor de 308,20 \$/kWh. En la figura 4 se visualiza el comportamiento del costo de generación de mayor a menor valor para el trimestre analizado en contraste con el anterior.

Figura 4. Grupo 1 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

#### Variación Componente de Generación - Grupo 2: empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999

El promedio del componente G para el Grupo 2 para el trimestre analizado es de **364,12 \$/kWh**, **-0,46%**, -1,69 \$/kWh respecto al trimestre anterior.

Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2

EMPRESA	MERCADO	4T 2024 Componente G (\$/kWh)	1T 2025 Componente G (\$/kWh)	Variación trimestral (%)
CEDENAR	NARIÑO	307,96	343,54	11,56%
CENS	NORTE DE SANTANDER	402,89	417,77	3,69%
CEO	CAUCA	409,20	396,69	-3,06%
CHEC	CALDAS	357,54	340,05	-4,89%
	PEREIRA	313,46	341,57	8,97%
EBSA	BOYACÁ	363,88	377,59	3,77%
EDEQ	QUINDÍO	395,51	372,06	-5,93%
EEP	CALDAS	352,77	346,30	-1,83%
	CARIBE SOL	352,08	343,41	-2,46%
	CARTAGO	352,46	345,02	-2,11%
	PEREIRA	352,44	344,92	-2,13%
	VALLE DEL CAUCA	351,91	342,66	-2,63%
ELECTROHUILA	HUILA	419,07	400,60	-4,41%
EMSA	META	390,17	385,53	-1,19%

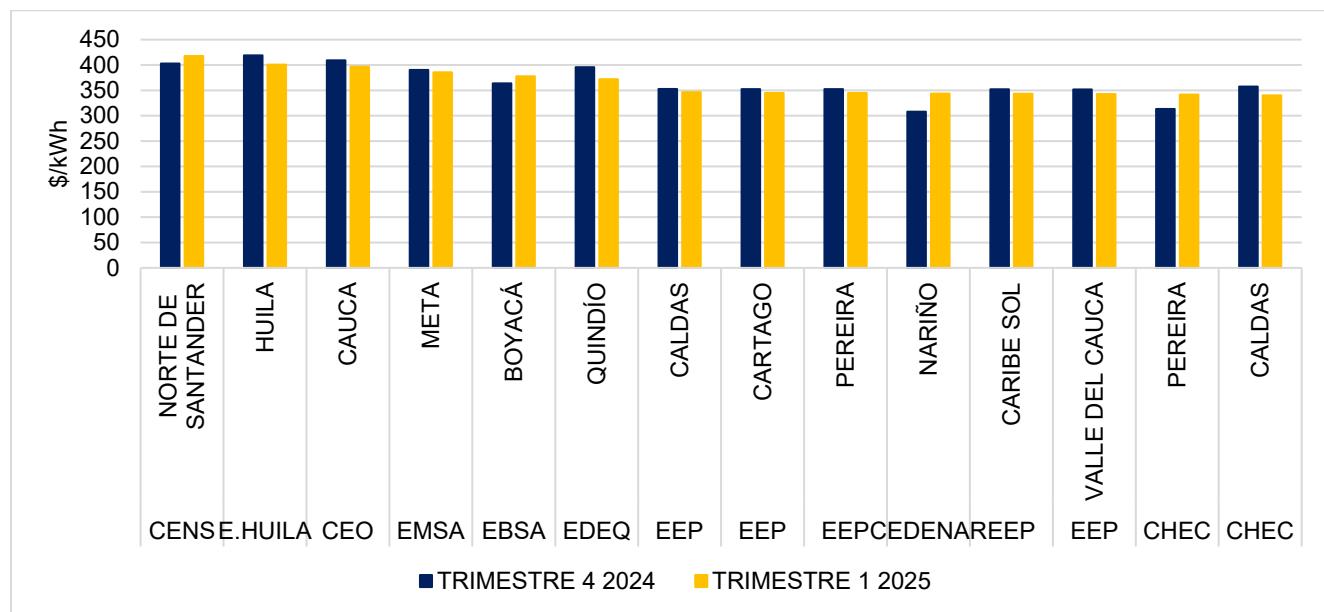
Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Los incrementos más notorios se dieron en los mercados de **Nariño (CEDENAR)** y **Pereira (CHEC)**, 11% y 8% respectivamente.

Según lo anterior, el mercado de Norte de Santander atendido por el comercializador CENS reportó el costo de generación mayor con un valor de **417,77 \$/kWh** y el mercado de Caldas atendido por CHEC reportó el menor costo de generación con un valor de **340,05 \$/kWh**.

En general se mantuvo un comportamiento hacia la reducción de costo de generación respecto al trimestre anterior, comportamiento que puede atribuirse posiblemente a la eficiencia en la gestión de contratos y/o el nivel exposición al mercado spot. En la figura 5 se visualiza el comportamiento del costo de generación de mayor a menor valor para el trimestre analizado en contraste con el anterior.

Figura 5. Grupo 2 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

#### Variación Componente de Generación - Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999

El promedio del componente G para el trimestre analizado es de **387,74 \$/kWh**, lo que representa **-0,75%, -2,94 \$/kWh** por debajo del trimestre anterior.

Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3

EMPRESA	MERCADO	4T 2024 Componente G (\$/kWh)	1T 2025 Componente G (\$/kWh)	Variación trimestral (%)
CETSA	TOLIMA	360,89	356,05	-1,34%
	TULUÁ	356,91	353,45	-0,97%
	VALLE DEL CAUCA	359,55	355,17	-1,22%
DISPAC	CHOCÓ	425,02	406,18	-4,43%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	435,80	417,33	-4,24%
ENELAR	ARAUCA	471,14	435,14	-7,64%

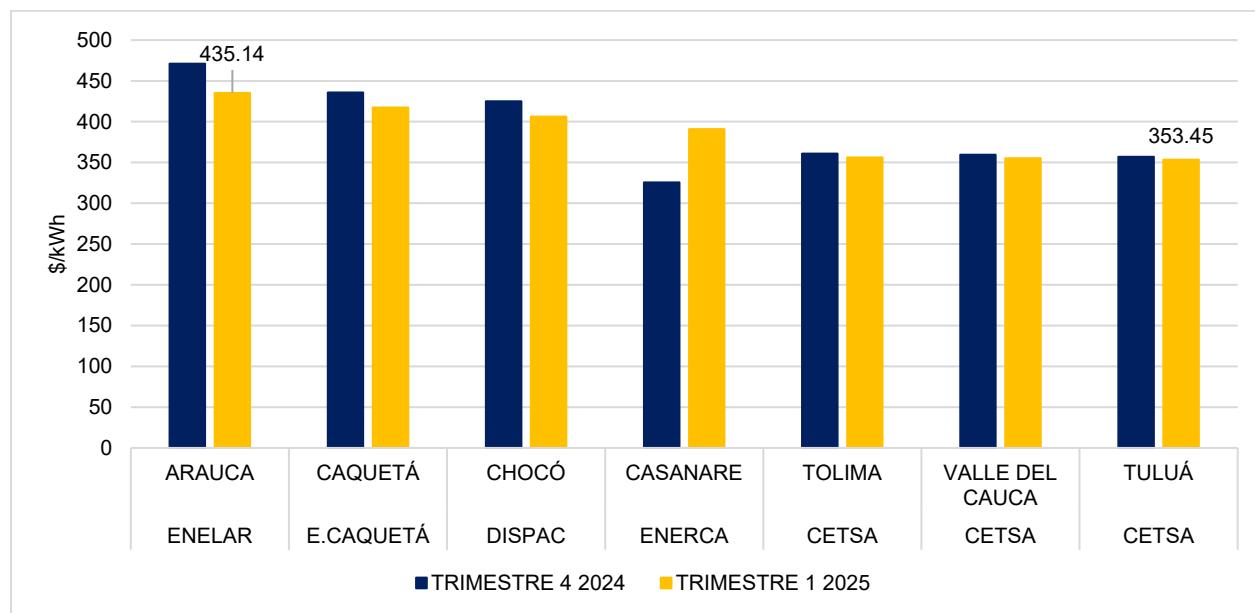
EMPRESA	MERCADO	4T 2024 Componente G (\$/kWh)	1T 2025 Componente G (\$/kWh)	Variación trimestral (%)
ENERCA	CASANARE	325,48	390,85	20,09%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La variación más notoria se dio en el mercado de **Casanare**, atendido por ENERCA, con un aumento del **20,09%, 65,38 \$/kWh**. Este comportamiento puede atribuirse a variaciones en los precios de la energía adquirida por contratación bilateral, precios en bolsa o el uso de otros mecanismos de compra de energía.

Sin embargo, el costo de generación mayor para el periodo analizado lo reportó el mercado de Arauca con un valor de 435,14 \$/kWh en contraste con el costo de generación menor reportado por CETSA, mercado Tuluá, con un valor de 353,45 \$/kWh. En la figura 6 se visualiza el comportamiento del costo de generación de mayor a menor valor para el trimestre analizado en contraste con el anterior.

Figura 6. Grupo 3 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

#### Variación Componente de Generación - Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios

El grupo 4 está conformado por Operadores de Red y comercializadores puros que atienden menos de 49.999 usuarios.

El promedio del componente G para el trimestre analizado es de **402,12 \$/kWh, -1,21%**, lo que representa -4,92 \$/kWh por debajo del trimestre anterior. Para este grupo, teniendo en cuenta que hay prestadores que atienden diferentes mercados, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

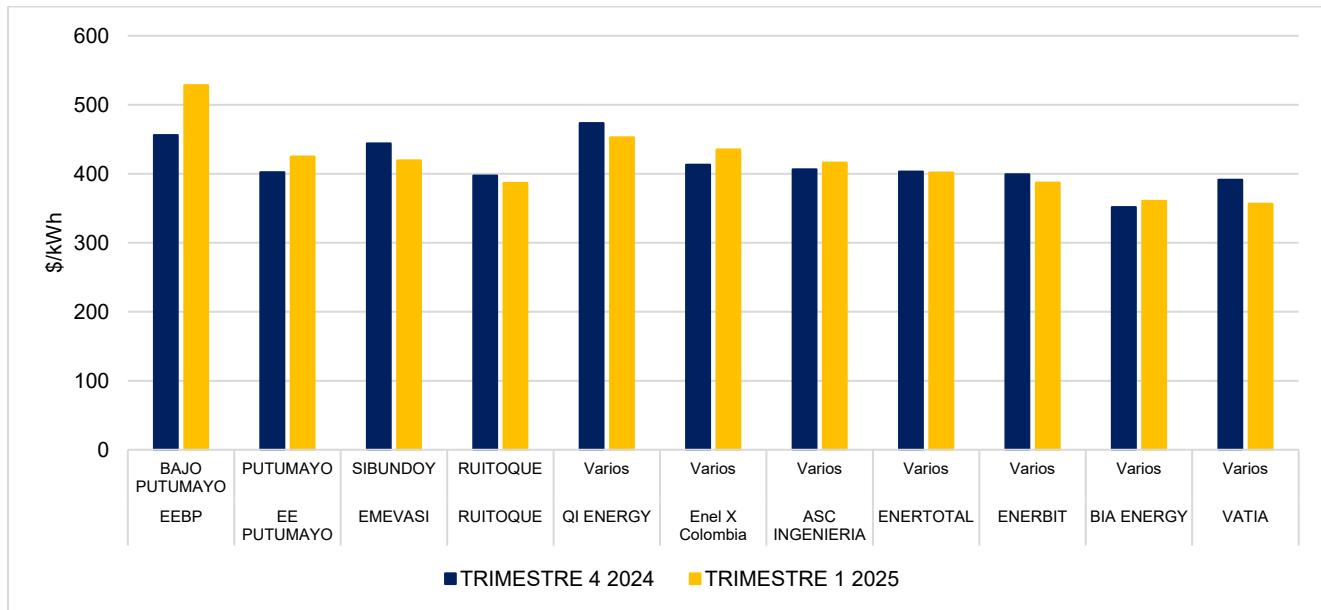
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4

TIPO	SIGLA	NOMBRE_MERCADO	TRIMESTRE 4 2024	TRIMESTRE 1 2025	Variación trimestral (%)
C-OR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	456,23	528,41	15,82%
	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	402,34	425,11	5,66%
	EMEVASI	SIBUNDOY	444,11	419,45	-5,55%
	RUITOQUE	RUITOQUE	397,48	386,72	-2,71%
C-PURO	QI ENERGY	Varios	473,43	452,95	-4,33%
	Enel X Colombia	Varios	413,11	435,29	5,37%
	ASC INGENIERIA	Varios	406,44	416,16	2,39%
	ENERTOTAL	Varios	403,26	401,81	-0,36%
	ENERBIT	Varios	399,25	387,30	-2,99%
	BIA ENERGY	Varios	351,79	360,86	2,58%
	VATIA	Varios	391,38	356,65	-8,87%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

La variación más significativa para Operadores de Red se observó en el mercado de **Bajo Putumayo (15,82%)** y para Comercializadores Puros las variaciones más significativas se presentaron para **Vatia (-8,87)** y **Enel X Colombia (5,37%)**.

Figura 7. Grupo 4 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

#### Comportamiento de los precios de contratos bilaterales de los comercializadores

En esta sección se analiza el comportamiento de los precios de los contratos bilaterales suscritos por los comercializadores de energía eléctrica con destino al mercado regulado, durante los meses de **enero, febrero y marzo de 2025**. El propósito de este análisis es identificar la evolución de los costos de adquisición de energía en el marco de las transacciones

bilaterales y su relación con el comportamiento del mercado mayorista. Para ello se comparan las variables de Costo Promedio ponderado por energía (**Pc**) y Costo Promedio ponderado por energía (**Mc**), con base en la información reportada por los Operadores de Red (OR) - Nivel de Tensión 1 (NT1) en el Sistema Único de Información (SUI), quienes integran la prestación del servicio mediante la gestión de la red de distribución y la atención directa de los usuarios en sus respectivas áreas de influencia.

Las variables analizadas se definen así:

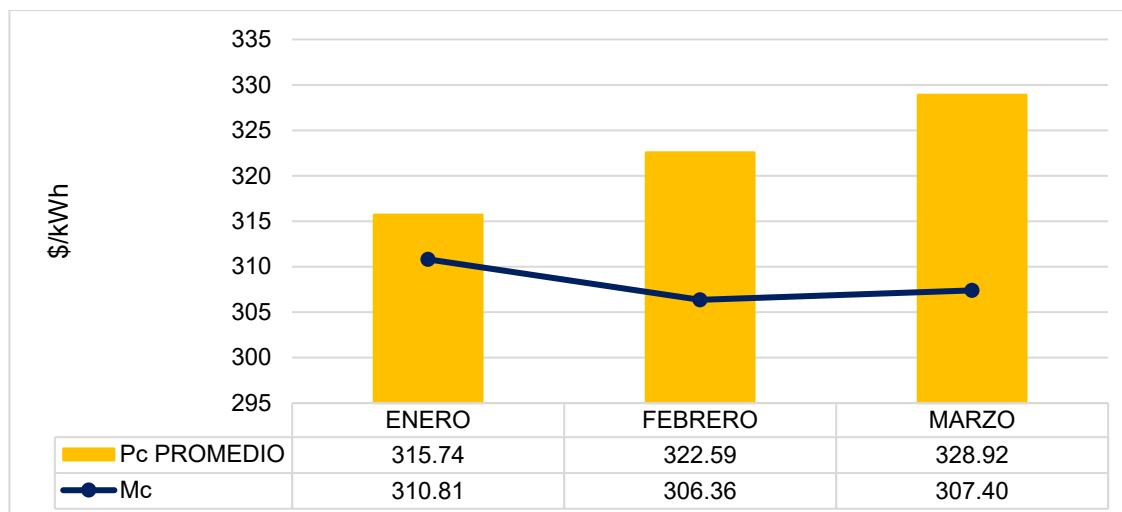
**Pc:** Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes m-1.

**Mc:** Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.

En términos generales, cuando el **Pc se mantiene por debajo del Mc**, los agentes comercializadores logran **mayor eficiencia**, dado que la energía contratada se adquiere a un costo inferior al precio de oportunidad del mercado. Por el contrario, cuando el **Pc supera el Mc**, se refleja una **pérdida de eficiencia económica**, ya que los comercializadores están asumiendo costos superiores a los que habrían obtenido comprando directamente en bolsa.

Durante el primer trimestre de 2025, el comportamiento de precio promedio de los contratos bilaterales (Pc) mostró una variación de 4,62%, 14,23 \$/kWh por encima del Costo Promedio ponderado por energía de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista.

Figura 8. Comportamiento Pc 1T 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

A continuación, se presenta el análisis para cada los meses de enero, febrero y marzo de 2025:

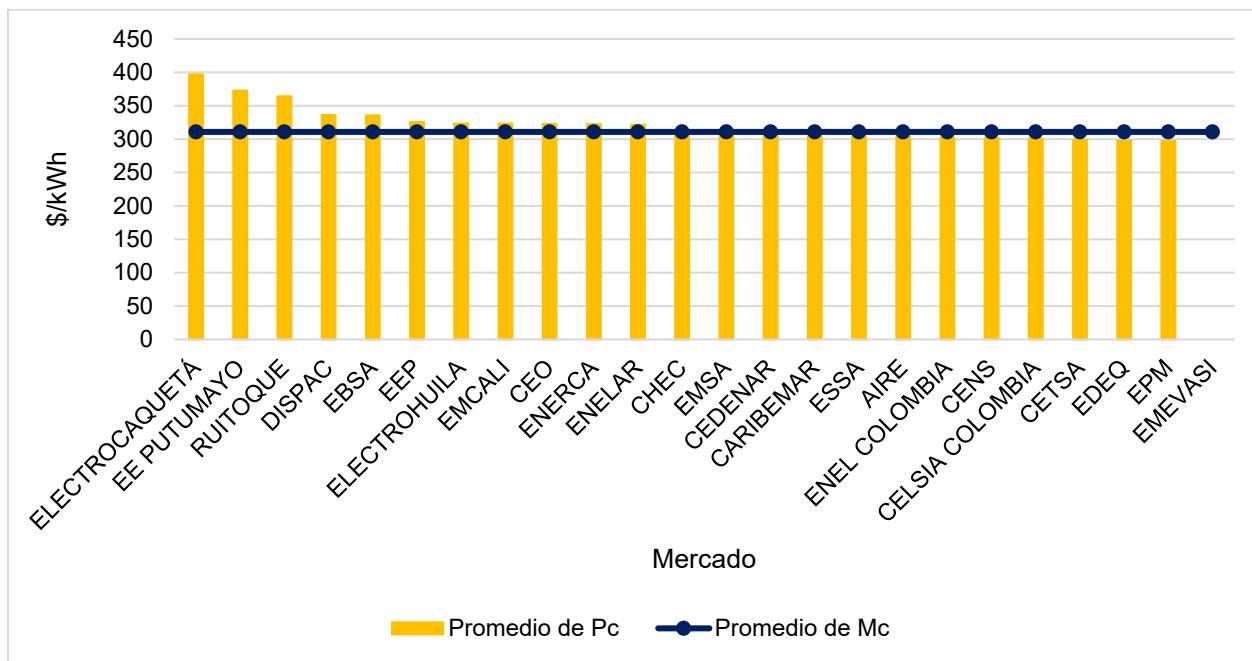
- Enero 2025

Durante el mes de enero 2025, el Precio de Mercado (Mc) se ubicó en 310,81 \$/kWh mientras que el Precio de compra promedio (Pc) presentó diferencias entre los mercados analizados. Los valores Pc oscilaron entre 297,36 \$/kWh (EPM) y 397,00 \$/kWh (Electrocaquetá).

Se identificó que varios prestadores, entre ellos, Electrocaquetá, EE Putumayo, Ruitoque, DISPAC, EBSA, EEP, Electrohuila, registraron precios de compra superiores al Mc, en promedio 39 \$/kWh por encima, lo que indica variaciones en las condiciones de adquisición de energía frente al promedio del mercado.

Por el contrario, prestadores como CEDENAR, CARIBEMAR, ESSA, AIRE, ENEL Colombia, CENS, CELSIA Colombia, CETSA, EDEQ y EPM, presentaron precios de compra inferiores al Mc, en promedio -9 \$/kWh, lo que sugiere ventajas competitivas, relacionado posiblemente por mejores condiciones de compra de energía.

Figura 9. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – enero 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

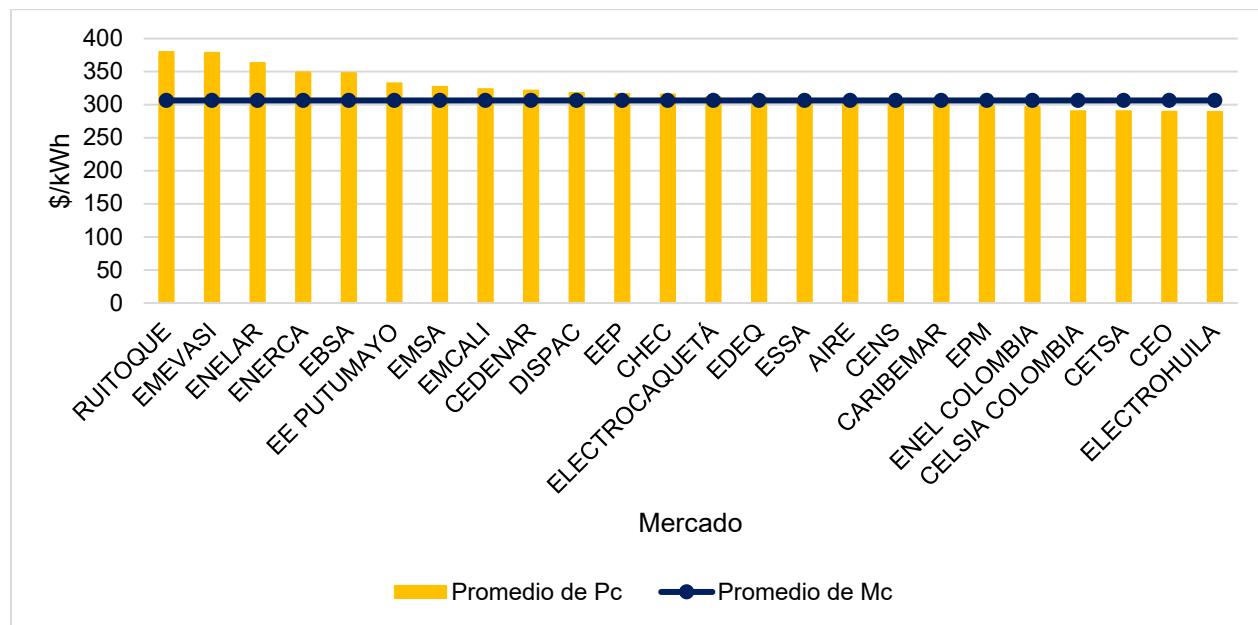
- Febrero 2025

En febrero de 2025, el Precio de mercado (Mc) se ubicó en tuvo un promedio de 306,36 \$/kWh, -1,43% respecto al mes anterior. Para este mes la variable Pc osciló entre 289,11 \$/kWh (Electrohuila) y 379,51 \$/kWh (Ruitoque) lo que evidencia una dispersión notable.

Se identificó que varios prestadores entre ellos Ruitoque, EMEVASI, ENELAR, ENERCA, EBSA, EE Putumayo, EMSA principalmente registraron precios de compra superiores al Mc, en promedio 47,44 \$/kWh, lo que posiblemente se relaciona con una menor eficiencia relativa en la adquisición de energía frente al promedio del mercado durante el periodo analizado.

Por otro lado, se resaltan prestadores como EPM, Enel Colombia, Celsia, CETSA, CEO y Electrohuila presentaron precios de compra inferiores al MC, en promedio 13 \$/kWh, reflejando condiciones más favorables en la contratación bilateral y una gestión eficiente del portafolio, como se observa en la Figura 10.

Figura 10. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – febrero 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

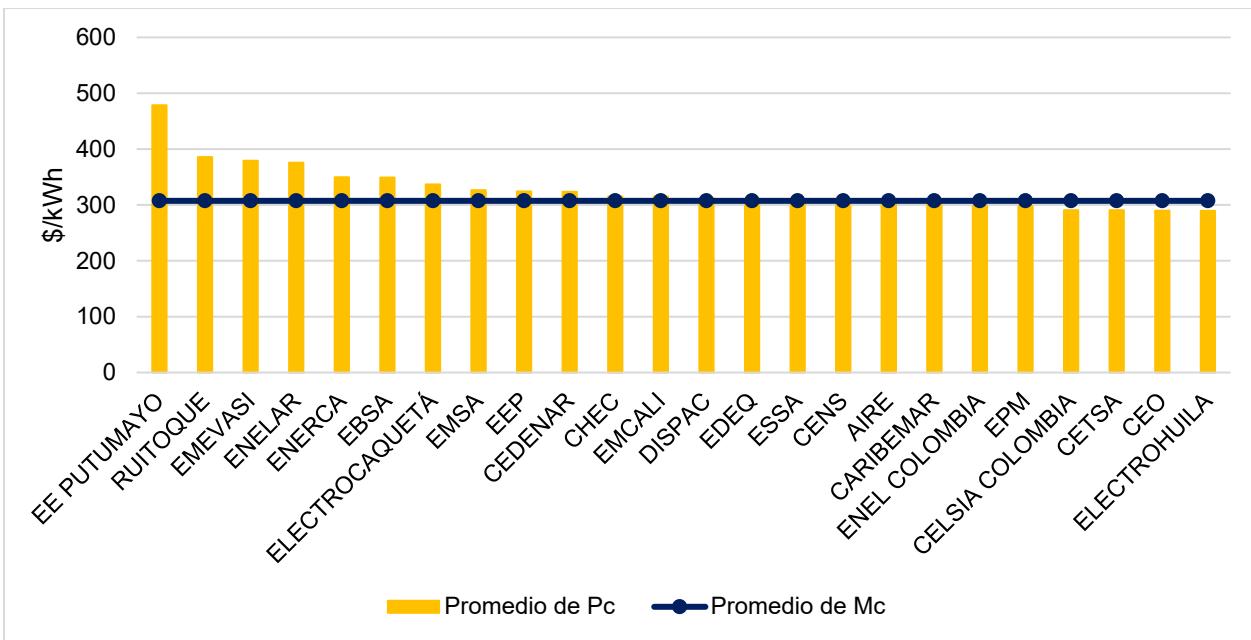
#### • Marzo 2025

En marzo de 2025, el Precio de Mercado (Mc) se ubicó en 307,40 \$/kWh, presentó una variación de 0,34% respecto al mes anterior. Ahora bien, la variable Pc para este mes oscilo entre y 289,52 \$/kWh (Electrohuila) y 478,59 \$/kWh (EE Putumayo).

Para este periodo, se identificó que varios prestadores registraron precios de compra superiores al Mc donde EE Putumayo reportó el valor más alto para la variable Pc, seguido de los prestadores Ruitoque, EMEVASI, ENELAR, ENERCA, EBSA y Electrocaquetá. Este comportamiento se mantiene durante el trimestre, reflejando posiblemente variaciones en la eficiencia en los precios de compra de energía.

Nuevamente los prestadores como Air-e, Enel Colombia, Celsia, CETSA, CEO y Electrohuila mantuvieron precios inferiores al Mc, en promedio 17 \$/kWh por debajo.

Figura 11. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – marzo 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Ahora bien, teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el primer trimestre de 2025, **el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 80%, -5% por debajo del cuarto trimestre de 2024.**

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 (si bien ya se encuentra derogado, es aplicable para el presente análisis) el componente de

**«Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del comercializador minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes  $m - 1$ , correspondiente a la variable  $P_c$ ; »**

Asimismo, un factor de ponderación  $\alpha$ , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de energía mayorista en el mes  $m - 1$  con destino al mercado regulado (variable  $M_c$ ).

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 actualmente se encuentra derogado y fue sustituido por la Resolución CREG 101 002 de 2022, define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b,m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Para efectos del presente análisis sólo se tendrá en cuenta lo asociado a los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y se definirá esta nueva fórmula (únicamente con ocasión del presente análisis) como un  $G_{m,i,j}^*$  de *contratos* de acuerdo a lo siguiente:

$$G_{m,i,j}^* = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1})$$

Nótese que este nuevo  $G_{m,i,j}^*$  se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, **únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales (G Neutro)**.

El presente análisis propone contrastar un escenario real con un escenario a través de la utilización de variable **G Neutro**. Esta variable se calcula de manera individual para cada Comercializador, utilizando un valor de la variable  $P_c$  igual a la variable  $M_c$  del mes analizado:

$$G_{m,i,j}^{**} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * M_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1})$$

Ahora bien para el cálculo de la variable  $G_{m,i,j}^*$  de *contratos* se aclara que se mantiene la estructura inicial donde se considera la variable  $P_c$ , definida como: *Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes m-1*. Es decir como resultado, la variable  $G_{m,i,j}^*$  de *contratos* traduciría el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, contemplando el costo promedio ponderado por energía obtenido a partir de la cantidad de energía comprada en contratos (kWh) y su valor en pesos reportado por los prestadores ante el SUI

$$G_{m,i,j}^* = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1})$$

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los primeros 3 meses de 2025. de la variable  $G_{m,i,j}^*$  de *contratos* respecto a la variable  $G_{m,i,j}^{**}$  de *contratos neutra* para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores del mercado regulado.

Tabla 20. Variables Componente de Generación

$AJ_{m,i}^*$	Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), del comercializador $i$ para el mes $m$ , calculado conforme al Anexo 1 de la Resolución CREG <u>119</u> de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
$C_{1,m-1,i}$	Energía cubierta mediante contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.

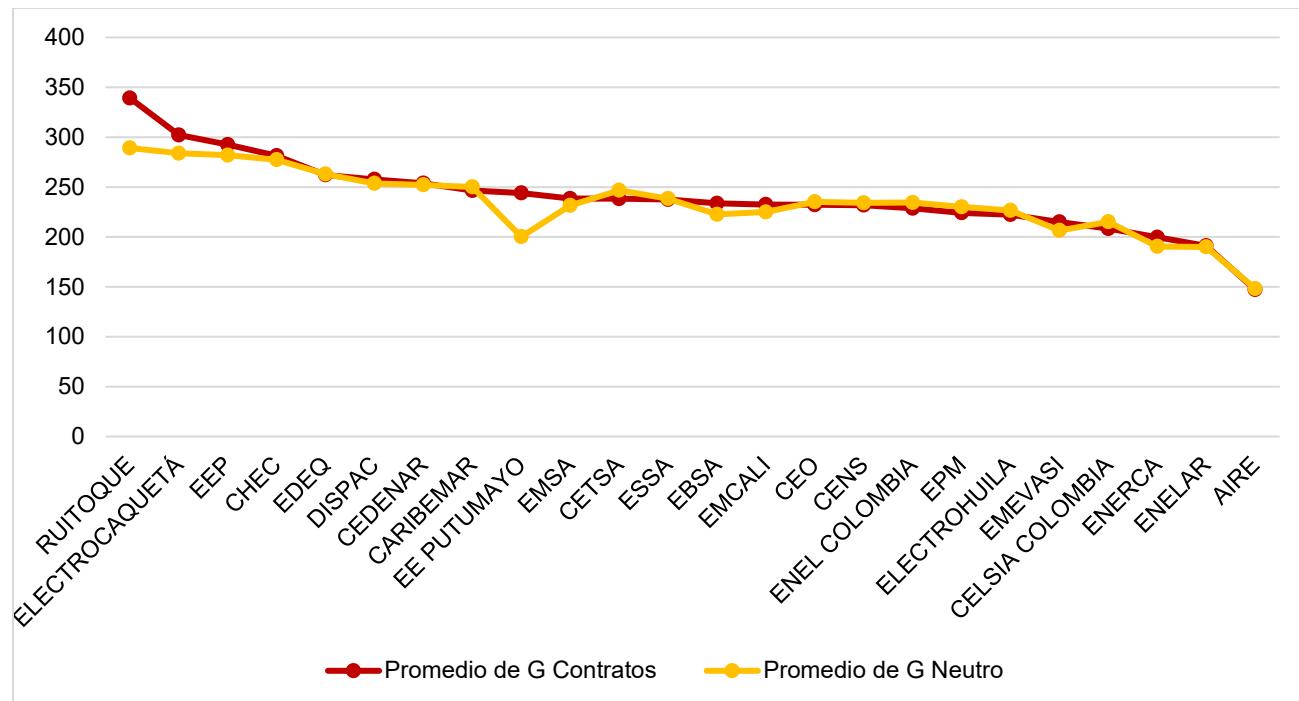
$C_{2,m-1,i}$ :	Energía mensual cubierta mediante los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador $i$ en el mes $m-1$ .
$C_{l,m-1,i}$ :	Energía cubierta mediante compras realizadas en el mecanismo de comercialización autorizado $l$ , por el comercializador $i$ con destino al mercado regulado, en el mes $m-1$ .
$CUG_{m-1,i}$ :	Este valor corresponde al costo financiero de la garantía de pago del mes $m-1$ de los contratos adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador $i$ destinados al mercado regulado, dividido por la demanda regulada de este comercializador. El valor máximo de esta variable es de un peso (1 COP/kWh). La garantía de pago a la que se refiere este componente es la que trata el artículo <a href="#">35</a> de la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.
$DCR_{m-1,i}$ :	Demanda comercial regulada del comercializador $i$ en el mes $m-1$ .
$EGP_i$ :	Valor unitario de la devolución que el comercializador $i$ debe hacer a favor del usuario, en caso de que, por incumplimiento de un vendedor, se ejecute la garantía de cumplimiento de la que trata el artículo <a href="#">34</a> de la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, asociada a los contratos asignados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía con destino al mercado regulado. El comercializador debe devolver a sus usuarios la totalidad del monto resultante de la ejecución de la garantía de cumplimiento, el mes siguiente a la ejecución.
$G_{transitorio}_{m,i,j}$	Costo de compra de energía a AGPE y GD por parte del comercializador $i$ en el mes $m$ , para el mercado de comercialización $j$ de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la Resolución CREG <a href="#">174</a> de 2021 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
$Mc_{m-1}$ :	Costo promedio ponderado por energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de todos los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <a href="#">130</a> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.
$Pb_{m-1,i}$ :	Precio de la energía comprada en Bolsa por el comercializador $i$ , en el mes $m-1$ , expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), cuando las cantidades adquiridas en contratos no cubren la totalidad de la demanda regulada. Este valor

	se calcula de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG <u>119</u> de 2007 y el Anexo 2 de la Resolución CREG <u>174</u> de 2021 o aquellas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.
$P_{c_{m-1,i}}$ :	Costo promedio ponderado por energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de las compras propias del comercializador $i$ mediante los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$ , con destino al mercado regulado.
$P_{l,m-1,i}$ :	Precio de la energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de las compras propias del comercializador $i$ a través del mecanismo $l$ , liquidadas en el mes $m-1$ , según lo definido en la regulación.
$PSA_{m-1,i}$ :	Precio promedio ponderado asociado a los contratos de largo plazo adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador $i$ actualizado para el mes $m-1$ , expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh).
$Qagd_{m-1,i}$ :	Valor definido de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG <u>174</u> de 2021 para el comercializador $i$ , en el mes $m-1$ .
$Qc_{m-1,i}$ :	Es el menor valor entre uno (1) menos, y el resultante de la relación entre la energía comprada en los mecanismos de comercialización autorizados para atender el mercado de usuarios regulados y la demanda comercial del mercado regulado del comercializador $i$ , en el mes $m-1$ .
$\alpha_{i,j}$ :	Valor de del comercializador $i$ en el mercado de comercialización $j$ para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG <u>031</u> de 1997 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
$\omega_{1,m-1,i}$ :	Ponderador de los precios de los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, del comercializador $i$ , en el mes $m-1$ .
$\omega_{2,m-1,i}$ :	Ponderador de los precios de los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador $i$ , en el mes $m-1$ .

$\omega_{l,m-1,i}$ :	Ponderador de los precios del mecanismo de comercialización autorizado $l$ , del comercializador $i$ ,	en	el	mes $m-1$ .
$i$ :	Comercializador $i$ .			
$j$ :	Mercado de comercialización $j$ .			
$m$ :	Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio (CU).			
$n$ :	Número de mecanismos de comercialización autorizados para realizar compras de energía con destino al mercado regulado.			

Fuente: Resolución CREG 119 de 2007

Figura 12. Comportamiento G contratos vs G Neutro 1T 2025



Fuente: Formato SUI T9 – Cálculos DTGE 2025

Al analizar el comportamiento del componente de Generación calculado bajo el esquema **G de contratos** frente al escenario **G Neutral**, para cada comercializador durante el primer trimestre de 2025, se observa que las diferencias entre ambas variables son en general reducidas, como se visualiza en la Figura 12, las curvas de G contratos y G neutro avanza prácticamente paralelas.

En algunos casos, el valor G contratos supera el G neutro, en promedio 26 \$/kWh, reflejando costos de generación marginalmente superiores al G Neutral, tales como:

- Ruitoque (339,22 \$/kWh vs 289,14\$/kWh)
- Electrocaquetá (302,14 \$/kWh vs 283,91 \$/kWh)
- EEP (292,57 \$/kWh vs 281,95 \$/kWh)
- EE Putumayo (244,00 \$/kWh vs 200,26 \$/kWh)

Estos casos pueden atribuirse a las condiciones de los contratos bilaterales.

Sin embargo, en general, este comportamiento significa que, y alineado con el análisis de las variables  $P_c$  vs  $M_c$ , para la mayoría de los comercializadores del mercado regulado, los valores del costo promedio de energía adquirida en contratos bilaterales ( $P_c$ ) no difieren sustancialmente del costo promedio de todos los contratos del mercado mayorista ( $M_c$ ), es decir, para el trimestre analizado se dio una dinámica de mercado contractual relativamente homogénea, estabilidad en las contratación y una estructura eficiente para el usuario regulado en términos de costos de generación.

### Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores

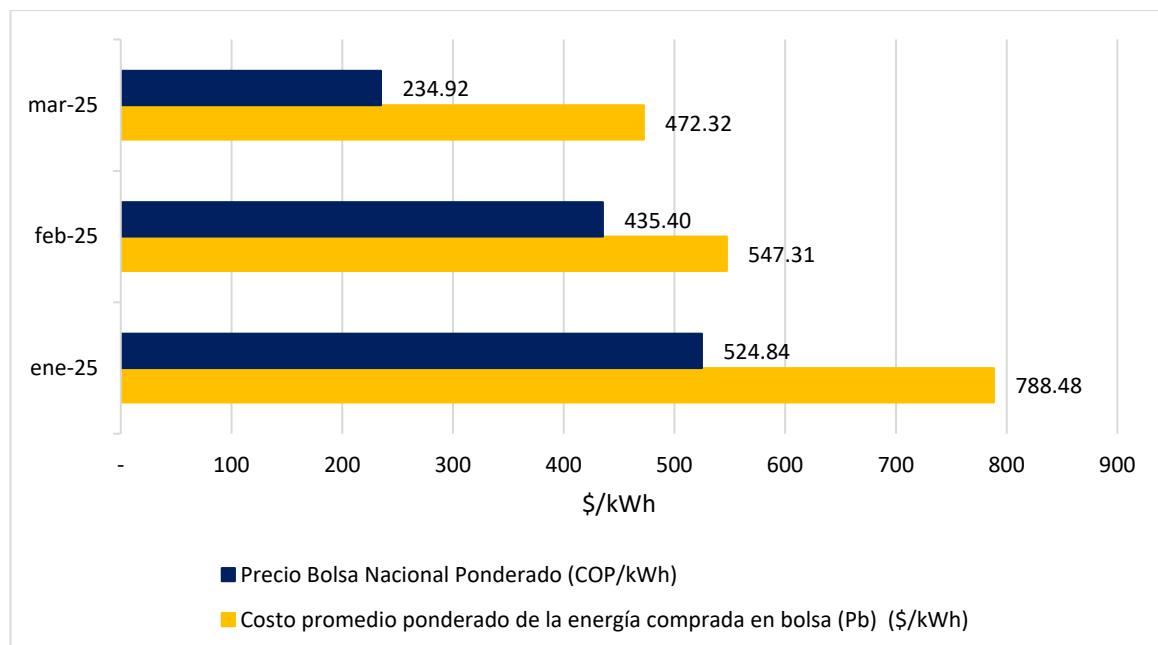
A comparar el Precio de Bolsa Nacional ponderado reportado por XM con el Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh) calculado a partir de la información reportada por los prestadores en el SUI, se identifica el siguiente comportamiento:

Tabla 21. Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado

Mes	Costo promedio ponderado de la energía comprada en bolsa (Pb) (\$/kWh)	Precio Bolsa Nacional Ponderado (COP/kWh)
Enero 2025	788,48	524,84
Febrero 2025	547,31	435,40
Marzo 2025	472,32	234,92

Fuente: Reporte XM, Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Figura 13. Comparativo Precio de Bolsa Nacional ponderado Vs Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh)



Fuente: Reporte XM, Formatos SUI T9, Cálculo DTGE 2025

Para el trimestre analizado:

- **Enero:** el precio de bolsa nacional ponderado se ubicó en 524,84 \$/kWh, mientras que el costo promedio ponderado de la energía compra en bolsa (Pb) alcanzó 788,48 \$/kWh, se evidencia una brecha significativa con un Pb considerablemente superior al precio nacional de referencia, lo que indica una mayor exposición a condiciones del mercado spot.
- **Febrero:** durante este mes, el precio de bolsa nacional ponderado disminuyó a 435,40 \$/kWh, sin embargo, el Pb aumentó a 547,31 \$/kWh, variación del 26%. Aunque la brecha entre ambas variables se redujo frente al mes de enero, el costo efectivo de

compra en bolsa continúo siendo superior al precio nacional ponderado, lo que posiblemente indica que los agentes mantuvieron una exposición relevante a bolsa.

- **Marzo:** Para este mes, el precio de bolsa nacional ponderado registró una reducción significativa ubicándose en 234,92 \$/kWh. No obstante, el Pc se mantuvo elevado en 472,32 \$/kWh, evidenciando una variación importante entre el precio de referencia y el costo efectivo de la energía comprada en bolsa, capturando el efecto de la exposición en bolsa.

Desde el punto de vista normativo, de conformidad con el marco regulatorio del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y lo establecido en la Resolución CREG 024 de 1995 y sus modificaciones, las compras de energía en bolsa deben reflejar las condiciones horarias del mercado y la gestión individual de los agentes comercializadores. En este sentido, la diferencia observada sugiere que una proporción relevante de las compras se habría realizado en franjas horarias de precios elevados, o que existieron rezagos operativos y contractuales que impidieron capturar oportunamente la disminución del precio promedio nacional.

Adicionalmente, en línea con la Resolución CREG 119 de 2007 y la normativa asociada a la gestión del riesgo en la compra de energía, este comportamiento posiblemente podría evidenciar altos niveles de exposición a bolsa sin una cobertura contractual suficiente, lo cual presuntamente incrementa la volatilidad del Pb y puede tener impactos directos en los costos trasladables a la tarifa del usuario final.

### **Fracción de demanda de energía atendida por contratos bilaterales y compras de energía en Bolsa**

En esta sección se analiza la fracción de la demanda de energía atendida por contratos bilaterales y por compras de energía en Bolsa por parte de los comercializadores del mercado regulado, durante el primer trimestre de 2025. El objetivo es identificar el grado de exposición al mercado spot y la proporción de energía adquirida bajo esquemas contractuales, lo cual permite evaluar la estabilidad y eficiencia en la gestión del portafolio de compra de energía.

Este análisis se sustenta en los cálculos hechos a partir de la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) por los Operadores de Red (OR), y constituye un insumo para comprender las variaciones observadas en los costos del componente de generación y su impacto sobre los precios de prestación del servicio. Las variables, definidas en la Resolución 119 de 2007<sup>7</sup> calculadas y analizadas son:

- **Qc:** Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes *m-1*.
- **Qb:** Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes *m-1*, cuando

---

<sup>7</sup> Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

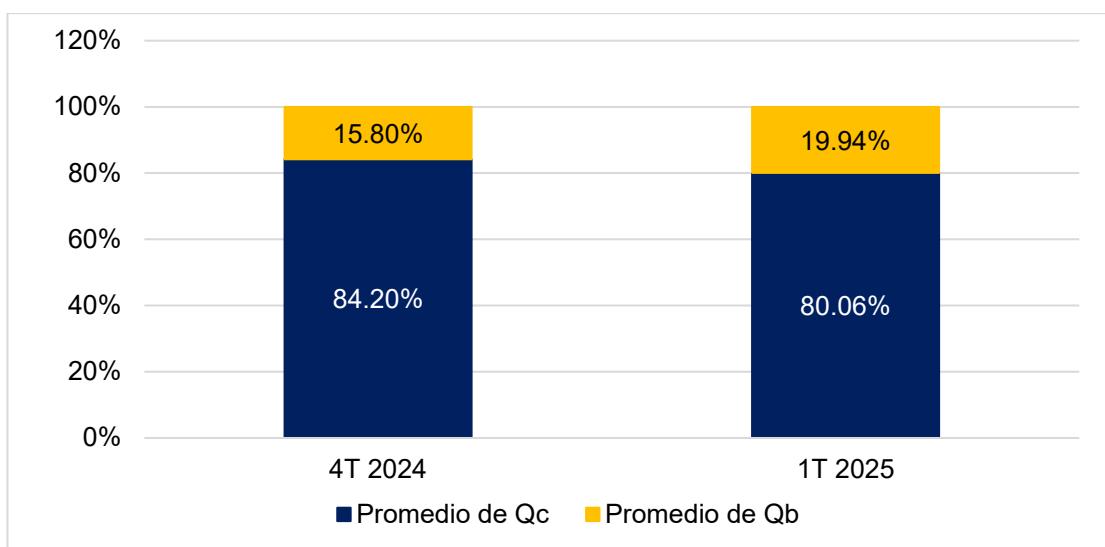
las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubren la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb

Trimestre	Promedio de Qc	Promedio de Qb
4T 2024	84,20%	15,80%
1T 2025	80,06%	19,94%

Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Durante el primer trimestre de 2025, la demanda comercial de energía del mercado regulado fue atendida principalmente mediante **contratos bilaterales**, los cuales representaron en promedio el **80,06%**, mientras que la exposición al mercado de corto plazo (bolsa de energía) correspondió al **19,94%**.

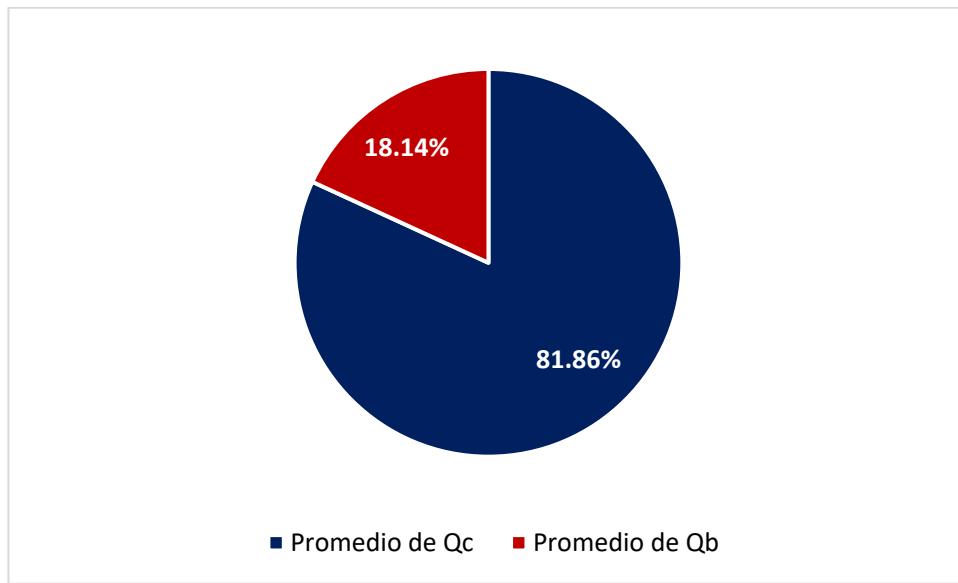
Esta tendencia, demuestra una alta cobertura contractual, es decir, sugiere que los comercializadores priorizaron la cobertura de la demanda de energía mediante contratos bilaterales para asegurar precios predecibles y reducir riesgos asociados a la exposición en bolsa.

A continuación, se relaciona la fracción de demanda cubierta por contratos y por bolsa para cada uno de los meses del trimestre analizado:

- **Comparativo Qc y Qb – enero 2025**

Con base en la información reportada en el SUI, para el mes de enero la demanda comercial de energía fue cubierta en promedio en un **81,86%** mediante contratos bilaterales y **18,14%** mediante compras de energía en bolsa.

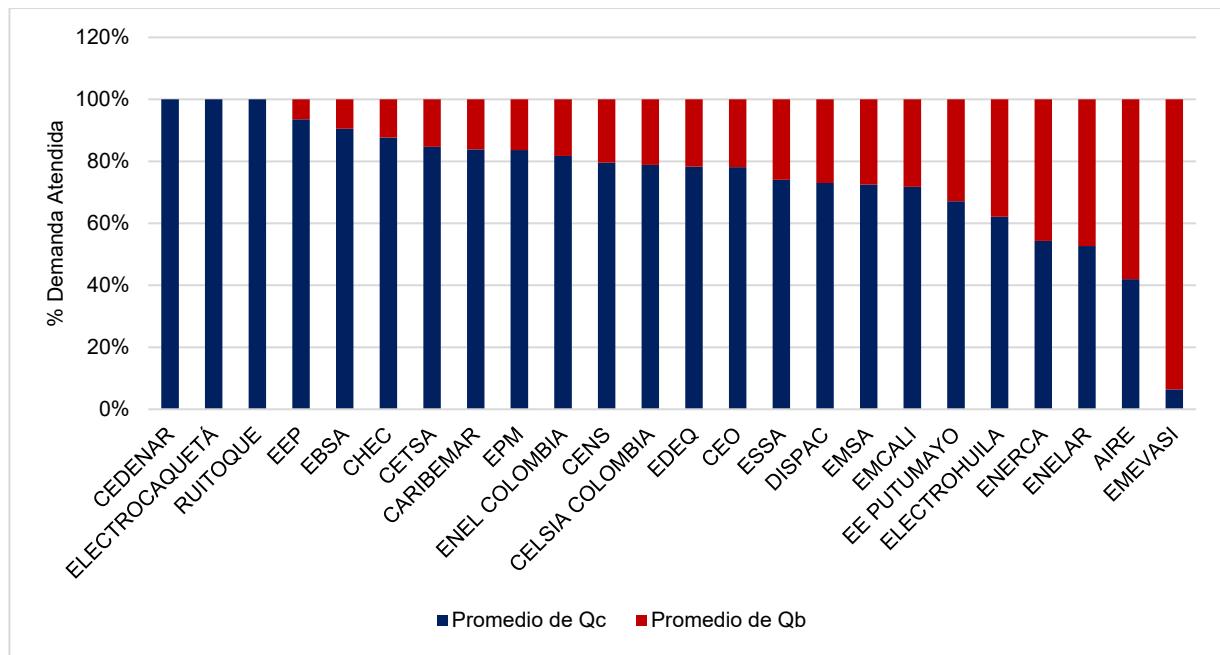
Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

Como se observa en la figura 16, los prestadores EMEVASI (93%), Air-e (58%), ENELAR (47%), ENERCA (45%) fueron los comercializadores con mayor exposición a bolsa situación que sugiere que estos prestadores tuvieron una dependencia más significativa de las condiciones del mercado spot, situación que posiblemente es asociada a estrategias comerciales, disponibilidad de contratos o características particulares de su demanda.

Figura 16. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa – enero 2025



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

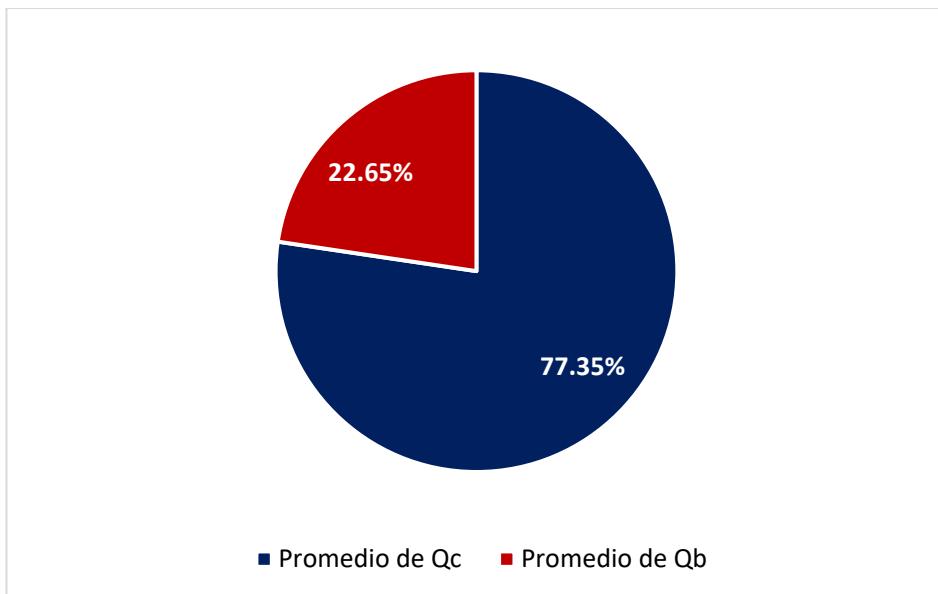
Por otro lado, se destaca que los comercializadores con mayor cobertura contractual, superior al 80%) para el mes de enero de 2025 fueron:

- CEDENAR (100%)
- Electrocaquetá (100%)
- Ruitoque (100%)
- EEP (93%)
- EBSA (90%)

#### ● Comparativo Qc y Qb – febrero 2025

Para el mes de febrero 2025, la demanda comercial de energía fue cubierta en promedio en un **77,35%** mediante contratos bilaterales y **22,65%** energía comprada en bolsa.

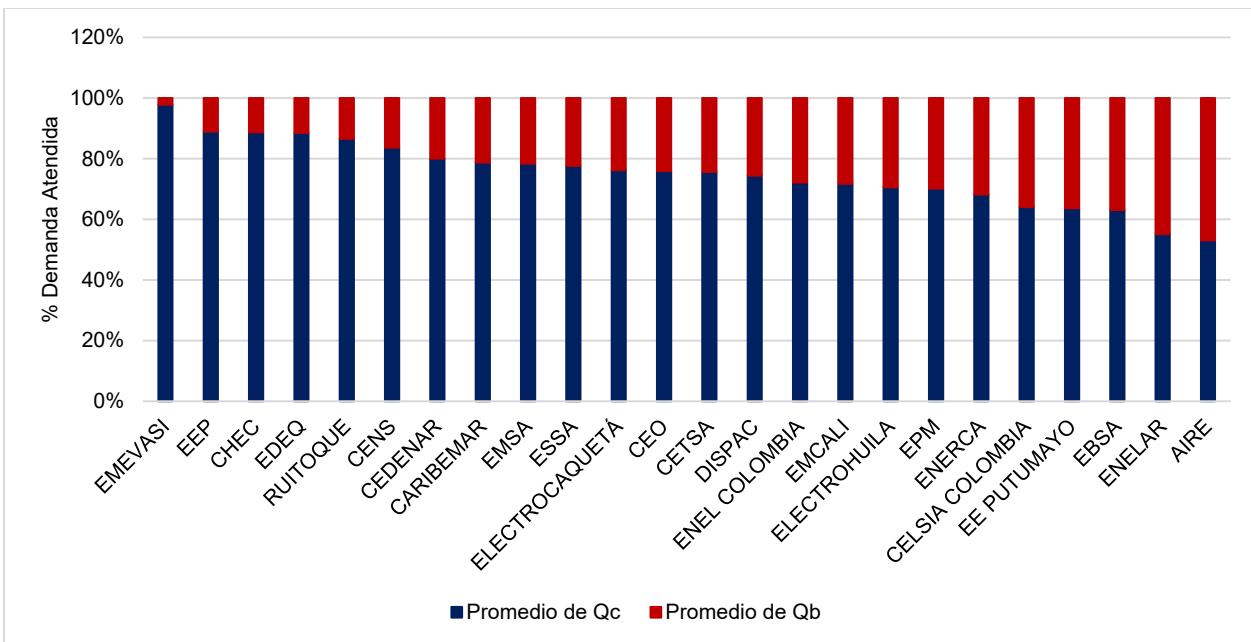
Figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

Como se observa en la figura 18, la tendencia de los prestadores Air-e (47%) y ENELAR (45%) y ENELAR (46,40%) presentaron una exposición en bolsa superior al 30%, en contraste, EMEVASI cubrió la demanda comercial mediante contratos bilaterales en un 97%, en comparación con el mes anterior, podría decirse que no se expuso en gran medida a la volatilidad de la bolsa.

Figura 18. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – febrero 2025



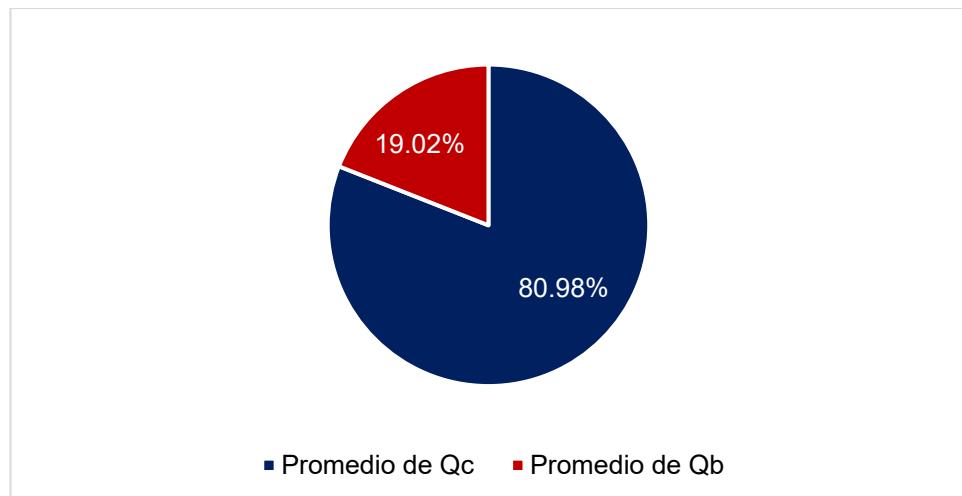
Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Frente a la atención de la demanda de energía mediante contratos bilaterales, con una cobertura superior al 80% se destacan los comercializadores:

- Electrocaquetá (100%)
- Dispac (99%)
- EMEVASI (98%)
- Ruitoque (95%)
- Comparativo Qc y Qb marzo 2025

Para el mes de marzo de 2025, la demanda comercial de energía fue cubierta en promedio en un 78,27% mediante contratos bilaterales y en un 21,73% energía comprada en bolsa, evidenciando una ligera disminución frente al promedio observado en diciembre de 2024 (80,98% contratos y 19,02% bolsa).

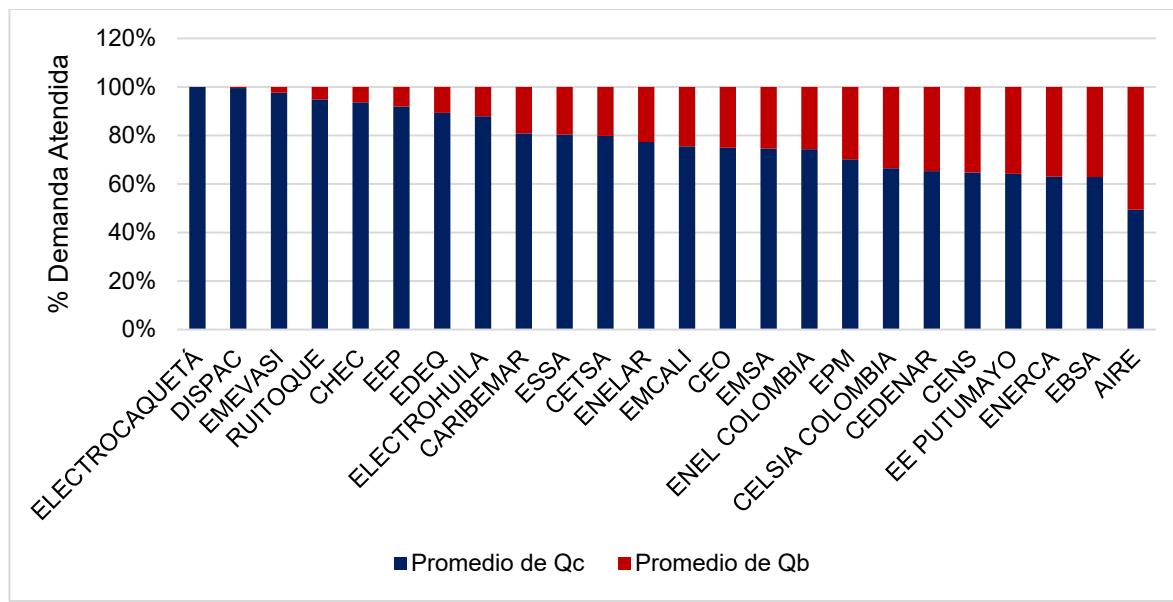
Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Como se evidencia a continuación, Figura 20, el prestador Air-e mantuvo la cobertura de su demanda comercial alrededor de 50% con compras de energía en bolsa, en contraste con el mes anterior ENELAR quien atendió su demanda comercial en un 45% mediante compras de energía en bolsa, para el mes de marzo de 2025 la demanda cubierta mediante compras en bolsa se redujo al 22%.

Figura 20. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – marzo 2025



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Para el mes de marzo de 2025, la mayoría de los prestadores atendieron su demanda de energía principalmente mediante contratos bilaterales (Qc), destacándose comercializadores como, donde la cobertura Qc supera el 90%:

- Electrocaquetá (100%)
- DISPAC (99%)
- EMEVASI (97%)
- Ruitoque (94%)

### **Traslado por parte de los comercializadores de compras AGPE y GD al componente de Generación**

De acuerdo con la información del Formato T9 del capítulo de tarifas del SUI certificada por los Comercializadores que atienden mercado regulado, se tiene que vienen trasladando el siguiente G Transitorio, que corresponde al valor en \$/kWh que se incluye en el componente de Generación del comercializador y proviene de todas las compras de energía realizadas al usuario AGPE y GD con base en lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021. Ver Tabla 23

Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 1T 2025

EMPRESA	ENERO 2025	FEBRERO 2025	MARZO 2025
AIRE	0,59	0,86	1,24
BIA ENERGY	0,02		0,01
CARIBEMAR	1,22	1,10	1,62
CEDENAR	0,46	0,63	0,49
CELSIA COLOMBIA	3,46	3,05	3,84
CENS	3,03	3,03	4,98
CEO	0,47	0,57	0,44
CETSA	2,15	2,34	2,64
CHEC	4,35	4,85	3,20
DISPAC	0,18	0,29	0,25
EBSA	1,12	2,45	2,22
EDEQ	2,60	3,32	2,72
EEP	6,30	7,31	6,09
ELECTROHUILA	4,58	5,65	5,59
EMCALI	1,20	1,20	0,74
EMSA	2,11	2,01	1,70
ENEL COLOMBIA	1,57	1,24	1,22
Enel X Colombia	0,24	0,30	0,20
ENELAR	0,51	0,55	0,50
ENERBIT	1,36	1,37	2,81
ENERCA	1,23	1,21	0,80
ENERTOTAL	4,78	5,49	3,47
EPM	1,47	1,76	2,39
ESSA	2,47	2,53	2,48

EMPRESA	ENERO 2025	FEBRERO 2025	MARZO 2025
RUITOQUE	8,49	9,48	10,41
VATIA	1,73	2,01	1,56

Fuente: Formato SUI T9 2025

Para los anteriores análisis se excluyeron las empresas de Energuaviare, EEBP y EMEESA teniendo en cuenta que la información reportada en el SUI para formatos tarifarios no cuenta en su totalidad con la calidad, consistencia y completitud necesaria para realizar los análisis correspondientes.

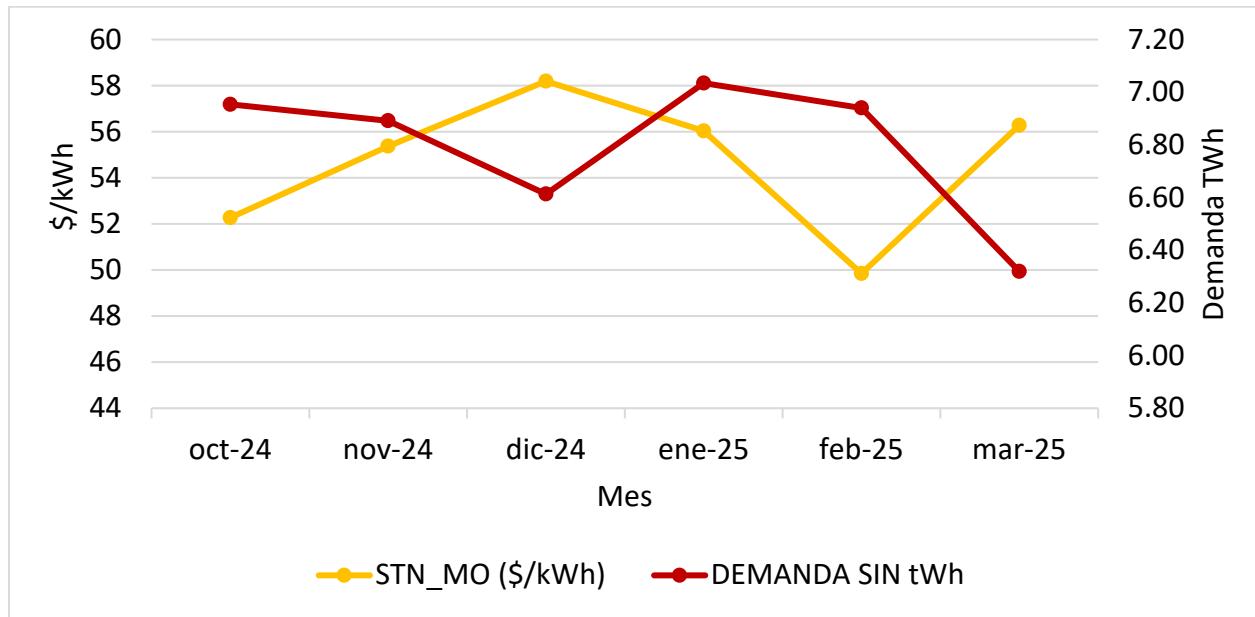
### 3.2. Transmisión (Tm)

El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es importante anotar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada resolución; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

A continuación, se plasma el comportamiento del componente T (\$/kWh) respecto del comportamiento de la demanda de energía en Teravatios hora (TWh) en el SIN:

Figura 21. Componente Transmisión (\$/kWh) - Demanda SIN (TWh) 4T vs 3T



Fuente: Formato SUI T13 – Reporte XM – elaboración DTGE 2025

Para el trimestre evaluado, el valor promedio del componente de transmisión (STN\_MO) se ubicó en **54,05 (\$/kWh)** lo que representó una variación del **-2,22%** respecto al trimestre anterior. Este periodo cerró con un valor de **56,28 \$/kWh**, reflejando una variación del -3% respecto al último mes del trimestre anterior. Y la demanda energética del trimestre cerró con una disminución del **-0,80%** respecto al cuarto trimestre de 2024.

Ahora, en la Tabla 24, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para el primer trimestre de 2025:

Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 1T 2025

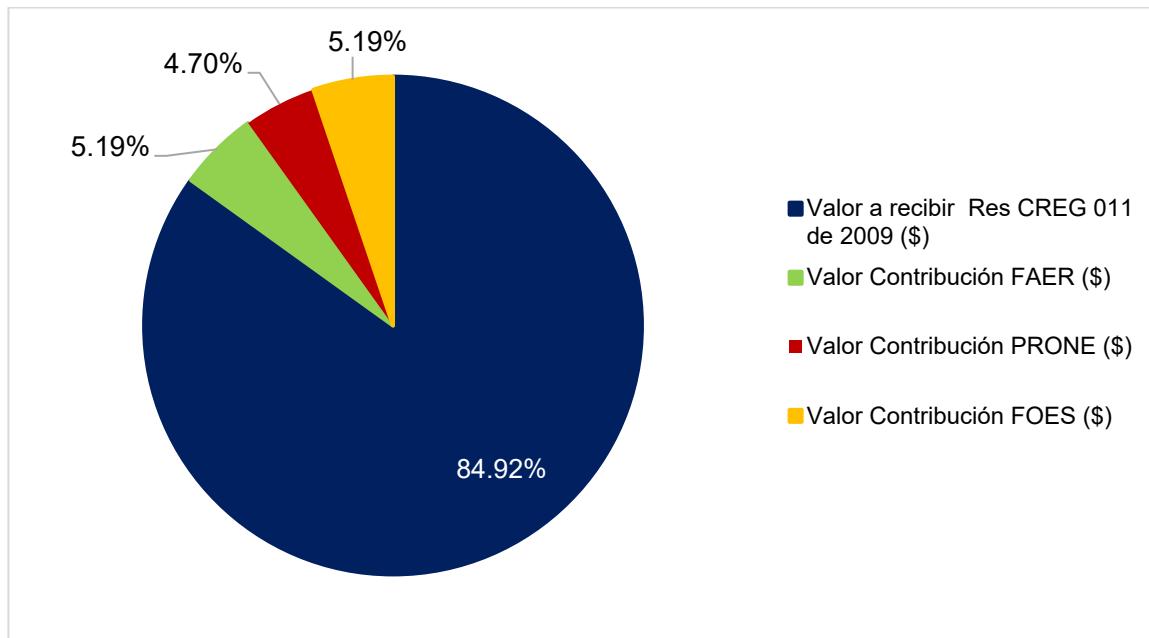
CONCEPTO	ene-25	feb-25	mar-25
Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	385.443.441.335	383.628.248.450	376.622.915.296
Ingreso Variante Guatapé (\$)	231.273.232	235.444.107	232.521.991
Otros Conceptos (\$)	4.204.361.886	19.989.944.760	21.701.912.909
Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	<b>381.007.806.217</b>	<b>363.402.859.583</b>	<b>354.688.480.396</b>
Ingreso a Compensar (\$)	136.750.621	116.474.796	505.934.602
<b>Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)</b>	<b>380.871.055.596</b>	<b>363.286.384.787</b>	<b>354.182.545.794</b>
Energía del SIN (kWh)	7.034.621.269	6.940.113.530	6.319.531.716
Δ T (\$/kWh)	1,890	-2,499	0,231
<b>Componente T (\$/kWh)</b>	<b>56,03</b>	<b>49,85</b>	<b>56,28</b>

Fuente: Cálculo a partir de información de XM<sup>8</sup> – elaboración DTGE 2025

Ahora bien, el Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP) presento una variación del **2,10%** respecto al trimestre anterior. En la figura 22, se identifica que el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE.

<sup>8</sup> Información extraída del portal privado de XM S.A. E.S.P. y descargar la liquidación de cargos estimados del STN de cada uno de los meses del trimestre siguiendo la siguiente ruta: ir al portal privado > Transacciones > Liquidaciones > Liquidación LAC > STN > Liquidación STN - Cargos estimados STN.

Figura 22. Conformación del Ingreso Regulado Neto que paga el comercializador



Fuente: Información XM - Liquidación STN - Cargos estimados STN

### 3.3. Distribución (Dt)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decreto 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014 , el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD) las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

En consecuencia, mediante la Resolución 58 de 2008, la CREG estableció cuatro Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD), conformadas por el conjunto de redes de Distribución Local destinadas a la prestación del servicio por parte de los OR. Además, la resolución definió el cargo por uso único según el nivel de tensión, el proceso de reporte de información, la liquidación y determinación de los ingresos de cada OR, así como el recaudo de los cargos unificados de acuerdo con el ADD y el nivel de tensión correspondiente.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo con su ADD, creando además un grupo denominado ‘sin ADD’, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución<sup>9</sup>.

Se relaciona a continuación las Áreas de Distribución definidas y las empresas que las conforman:

Tabla 25. Áreas de Distribución

ADD	Departamento	Prestador
Centro	Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia	CENS CHEC EDEQ EPM EEP Pereira ESSA RUITOQUE
Occidente	Valle del Cauca, Cauca y Nariño	CEDENAR CETSA EMEESA CELSIA COLOMBIA VALLE EEP Cartago CEO EMCALI
Oriente	Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C	ENEL COLOMBIA EBSA ELECTROHUILA CELSIA COLOMBIA TOLIMA ENELAR
Sur	Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.	EEBP ENERCA ELECTROCAQUETA EE PUTUMAYO EMEVASI EMSA
Sin ADD	Chocó, Atlántico, La Guajira, Magdalena, Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, Guaviare	DISPAC AIR-E ENERGUAVIDARE CELSIA COLOMBIA

Fuente: Resolución 58 de 2008 – elaboración DTGE 2025

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado ‘DtUN’, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con la información de los cargos liquidados por el LAC y la energía facturada certificada en el Formato TC3 del SUI. Por su parte, las empresas

<sup>9</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena, CaribeMar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIDARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.

que no se encuentran dentro de un ADD aplican su cargo de distribución (cargo por uso) publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Para este trimestre, el LAC calcula los cargos por uso de 26 operadores de red correspondiente a 28 mercados de comercialización que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018:

Tabla 26. Operadores de Red y mercados

Operador de Red	Mercado
AIR-E	Caribe Sol
CARIBE MAR DE LA COSTA	Caribe Mar
CELSIA COLOMBIA	Celsia Valle del Cauca
CELSIA COLOMBIA	Tolima
CHEC	Caldas
CEDENAR	Nariño
CENS	Norte de Santander
CETSA	Tuluá
CEO	Cauca
ESSA	Santander
ELECTROCAQUETÁ	Caquetá
ELECTROHUILA	Huila
EMSA	Meta
ENELAR	Arauca
EBSA	Boyacá
ENERCA	Casanare
EEP	Pereira
EEP	Cartago
EDEQ	Quindío
EEBP	Bajo Putumayo
EEPUTUMAYO	Putumayo
ENERGUAVIARE	Guaviare
DISPAC	Chocó
EMEESA	Popayán Puracé
EMCALI	Cali
EPM	Antioquia
ENEL COLOMBIA	Bogotá Cundinamarca
RUITOQUE	Ruitoque

Fuente: Elaboración DTGE 2025

Se aclara que, si bien la empresa de Energía del Valle de Sibundoy (Sibundoy) cuenta con aprobación de ingresos a través de la Resolución CREG 501 037 de 2022, el LAC no ha podido realizar los cálculos del componente de distribución por cuanto no han remitido la información necesaria para tal fin. La Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del Grupo de Gestión Operativa en el SIN se encuentra haciendo seguimiento a esta situación.

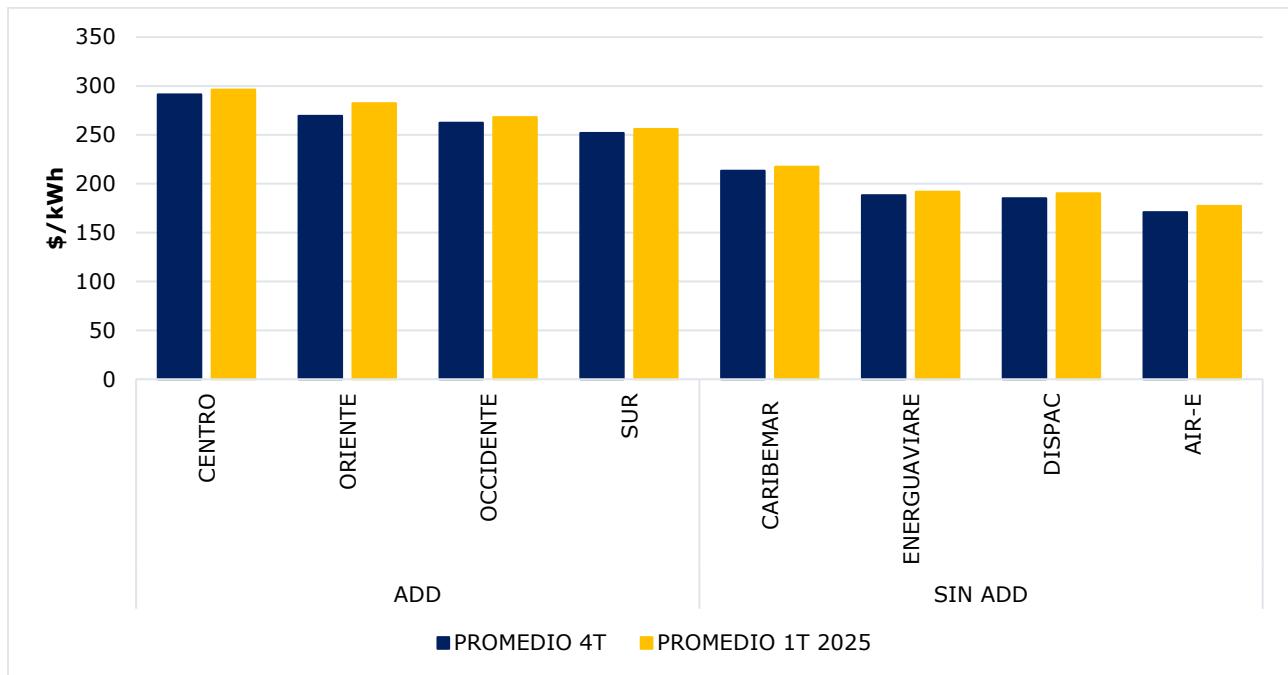
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD

ADD	PROMEDIO 4T 2024	PROMEDIO 1T 2025	% Variación Componente D
CENTRO	291,48	296,39	1,69%
ORIENTE	269,49	282,38	4,78%
OCCIDENTE	262,43	268,20	2,20%
SUR	251,94	256,03	1,62%
SI	CARIBEMAR	213,39	1,88%
N	ENERGUAVIARE	188,23	1,97%
A	DISPAC	185,25	2,73%
D	AIR-E	170,95	3,71%

Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – cálculos DTGE 2025

De acuerdo con la Tabla 27. Para el primer trimestre de 2025, el valor más alto se presentó para el ADD centro con un valor promedio de 296,39 \$/kWh, por otro lado, el valor menor del costo de Distribución corresponde al prestador Air-e, sin ADD, con un valor de 177,29 \$/kWh, situación que se mantiene respecto al trimestre anterior.

Figura 23. Evolución Componente de Distribución 1T 2025 Vs 4T 2024



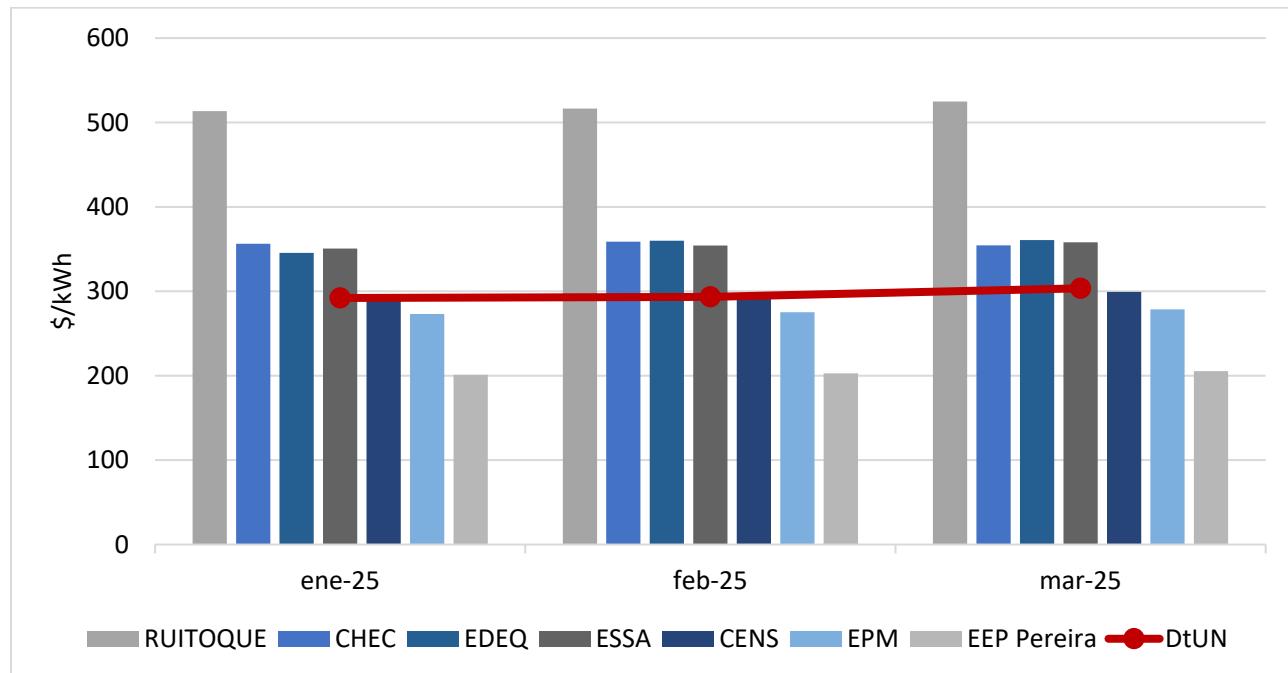
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Se visualiza como el comportamiento respecto al trimestre anterior no tiene variaciones significativas.

El componente de distribución (D) en general para todas la ADD mostró una variación promedio de 2,57%, impulsada por la variación del ADD oriente (4,78%) y el mercado de Air-e (sin ADD) con una variación de 3,71%.

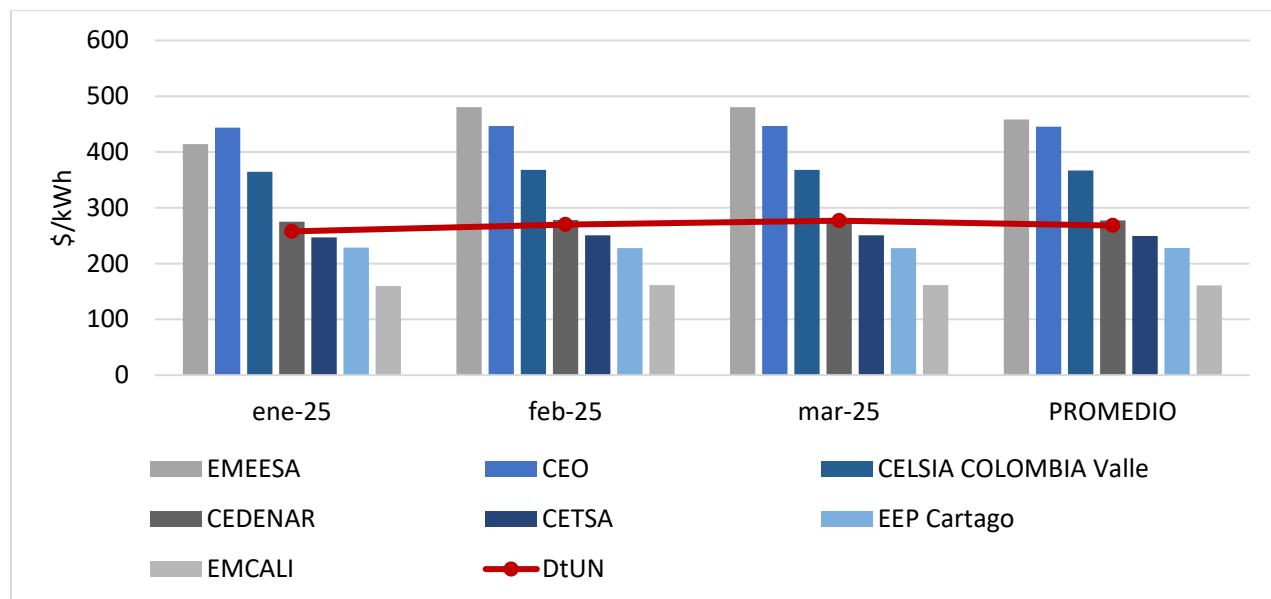
Con el objeto de ilustrar de mejor manera el comportamiento del componente y considerando la metodología de división de las ADD, se plasma mediante figuras para cada una de las áreas de distribución la comparación del cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor contra el cargo de distribución unificado DtUN (línea), lo anterior para el trimestre analizado. Ver figura 24, figura 25, figura 26 y figura 27.

Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro



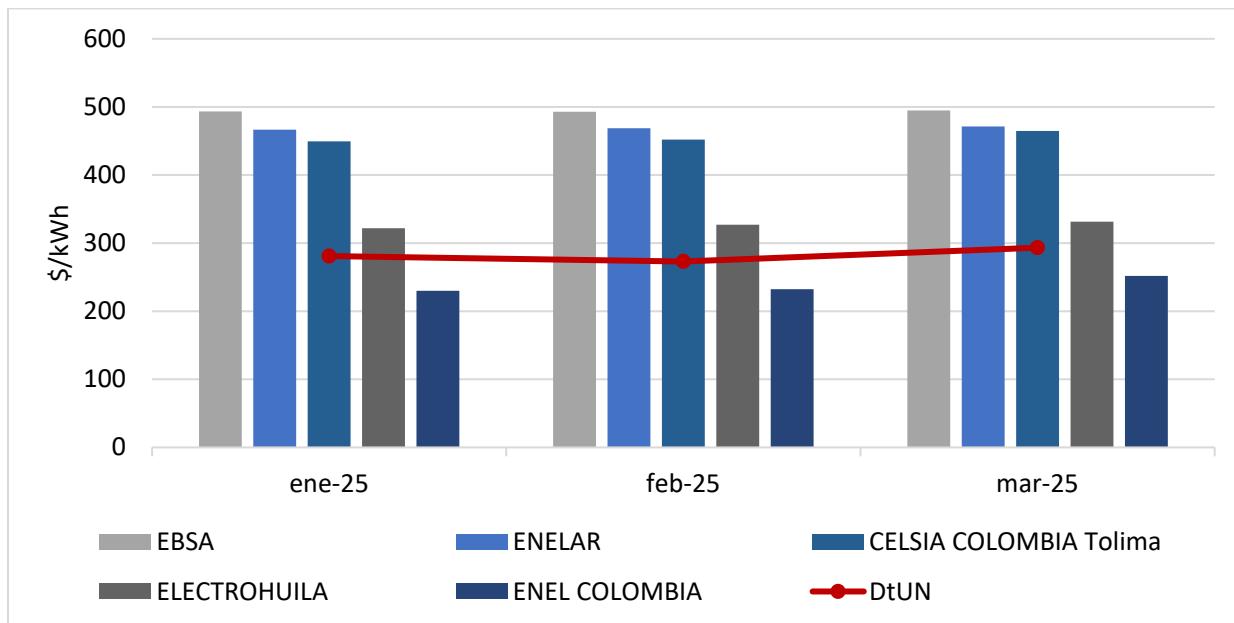
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



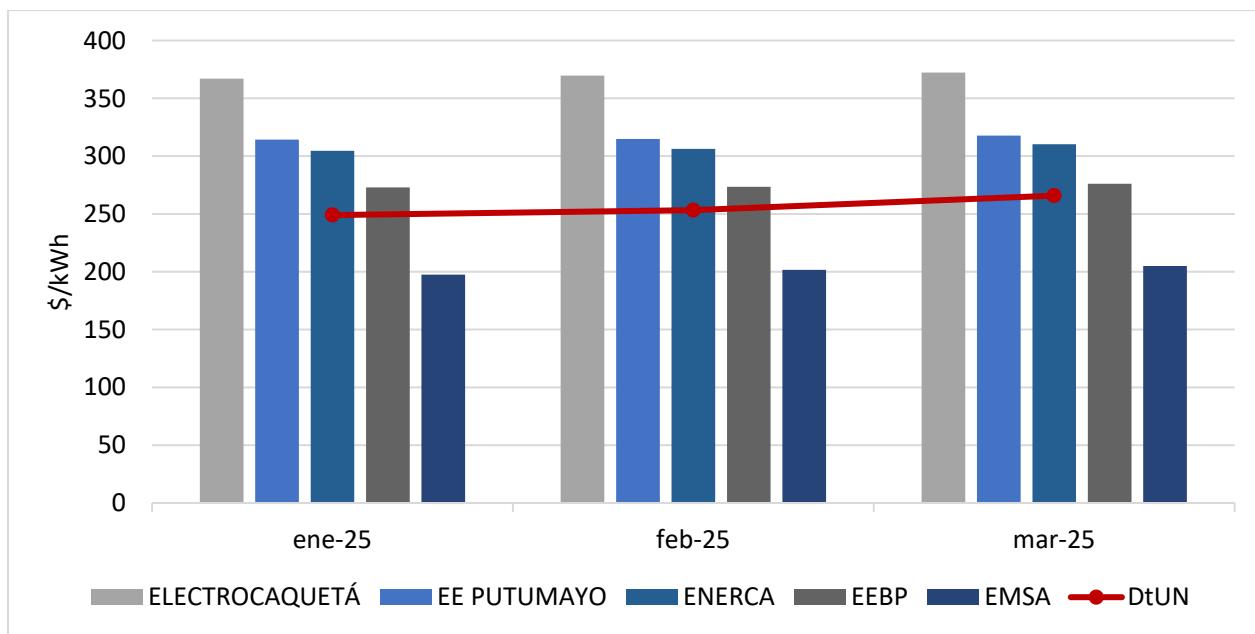
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

## Sistema de Transmisión Regional STR

De acuerdo con la regulación, el STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

Los STR que existen en el país, han sido conformados a través de diferentes actos administrativos expedidos por la Comisión. En un inicio, la Resolución CREG 029 de 2003 creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur) indicando las empresas que lo conformaban. A la fecha, se encuentra vigente la conformación de los STR definida en el capítulo 8 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En la Tabla 28 y la Tabla 29, se presenta el detalle para el cálculo de los cargos por nivel de tensión 4 publicados por el LAC para cada uno de los sistemas:

Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte

	CONCEPTO	Promedio 4T 2024	Promedio 1T 2025
STR NORTE	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)</b>	81.458.993.006	83.013.106.058
	Compensación total - CAL (COP)	1.782.515.785	727.483.645
	Compensación total - PPA (COP)	0	0
	Compensación total - VTG (COP)	0	0
	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)</b>	<b>79.676.477.221</b>	<b>82.285.622.413</b>
	<b>ENERGÍA DEL STR (kWh)</b>	<b>1.708.437.914</b>	<b>1.703.468.203</b>
	<b>ΔSTR (\$/kWh)</b>	<b>0,949</b>	<b>0,774</b>
	<b>Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)</b>	<b>47,70</b>	<b>49,19</b>

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el trimestre analizado, en el STR Norte se evidencia un aumento en el cargo CD4 de **3,13% (1,49 \$/kWh)** respecto del trimestre inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones presentadas en todo el trimestre en las demandas del STR Norte, además, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los STR presentaron un aumento del 3,27% (2.609 millones COP) respecto al trimestre anterior.

Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

CONCEPTO		Promedio 4T 2024	Promedio 1T 2025
STR CENT RO SUR	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)</b>	158.586.467.248	163.064.425.452
	Compensación total - CAL (COP)	1.273.877.894	1.098.701.177
	Compensación total - PPA (COP)	217.994.665	222.563.993
	Compensación total - VTG (COP)	0	175.125.959
	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)</b>	<b>157.094.594.688</b>	<b>161.743.160.283</b>
	<b>ENERGÍA DEL STR (kWh)</b>	4.473.270.132	4.367.686.342
	$\Delta$ STR (\$/kWh)	0,2199	0,0824
	<b>Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)</b>	<b>35,36</b>	<b>37,12</b>

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR NORTE, en la Tabla 29 se muestra el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR el cual aumentó en un **5,09% (1,80 \$/kWh)** respecto al trimestre anterior. Y, en cuanto a los ingresos se evidenció un aumento de 3,05% (4.794 millones COP).

Asimismo, se evidencia que el para el primer trimestre fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de EMSA por valor de 667.691.978 COP, tal como se muestra en la Tabla 30, 31 y 32.

Tabla 30. Proyectos compensados por PPA enero 2025

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	220.375.694

Fuente: Reporte XM, 2025

Tabla 31. Proyectos compensados por PPA febrero 2025

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	223.483.479

Fuente: Reporte XM, 2025

Tabla 32. Proyectos compensados por PPA marzo 2025

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	223.832.804

Fuente: Reporte XM, 2025

### 3.4. Comercialización (C)

El componente de comercialización (C) representa el costo asociado a la gestión administrativa, operativa y de atención al usuario que realizan los comercializadores minoristas en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Hace parte del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) que pagan los usuarios regulados y corresponde a la remuneración reconocida por las actividades de atención al cliente, medición, facturación, recaudo y gestión comercial.

Este valor, definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se expresa en \$/kWh y se mantiene como un cargo fijo dentro del CU, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 180 de 2010<sup>10</sup>, que establece la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados.

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende, en gran medida, de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y del riesgo de cartera emitidas por la CREG para cada empresa comercializadora integrada al Operador de Red (OR).

Dicha situación explica las diferencias observadas entre los valores del componente C en las distintas Áreas de Distribución (ADD), ya que los costos reconocidos varían según las condiciones operativas, la dispersión geográfica de los usuarios, los niveles de pérdida y las estrategias de gestión comercial aplicadas por cada operador.

Asimismo, el comportamiento reciente del componente C se ha visto influenciado por los procesos de normalización de los saldos de la Opción Tarifaria (COT), conforme a las resoluciones CREG 101 028 de 2023 y CREG 101 029 de 2024<sup>11</sup>, que definieron los mecanismos de reconocimiento y compensación de dichos saldos, afectando temporalmente los valores reportados en los trimestres analizados.

El presente análisis se desarrolla con base en la información reportada por los comercializadores en el Formato T7 – Costo Unitario de Prestación del Servicio (SUI), comparando los resultados del cuarto trimestre de 2024 y primer trimestre de 2025, con el fin de identificar el comportamiento del componente de comercialización por Área de Distribución (ADD), tipo de agente (C-OR y C-PURO) y grupo según número de usuarios atendidos.

Durante el primer trimestre de 2025, el valor promedio del componente de Comercialización (C) correspondiente a los Operadores de Red (C-OR) del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

---

<sup>10</sup> Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Distribuidores y Comercializadores Minoristas establecer los costos de prestación del servicio de Gas Licuado de Petróleo - GLP, a usuarios regulados.

<sup>11</sup> CREG (2023, 2024). Resoluciones 101 028 de 2023 y 101 029 de 2024, "Por las cuales se regulan los mecanismos de reconocimiento y compensación de los saldos de la Opción Tarifaria (COT).

presentó un comportamiento estable, con variaciones leves entre las diferentes Áreas de Distribución (ADD).

En términos generales, se evidenció una variación del **1,26%** para OR y para comercializadores Puros la variación identificada es del **14%**.

Tabla 33. Variación Componente C 4T vs 3T

TIPO	ADD	C promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
		4T 2024	1T 2025	
C-OR	SIN ADD	124,38	131,63	5,83%
	SUR	132,02	129,94	-1,57%
	ORIENTE	120,94	117,66	-2,71%
	OCCIDENTE	104,25	109,99	5,51%
	CENTRO	95,97	95,26	-0,74%
C-PURO	SIN ADD	65,74	78,89	20,00%
	CENTRO	51,33	58,03	13,04%
	OCCIDENTE	46,28	55,13	19,13%
	ORIENTE	45,91	49,51	7,83%
	SUR	37,03	42,29	14,22%

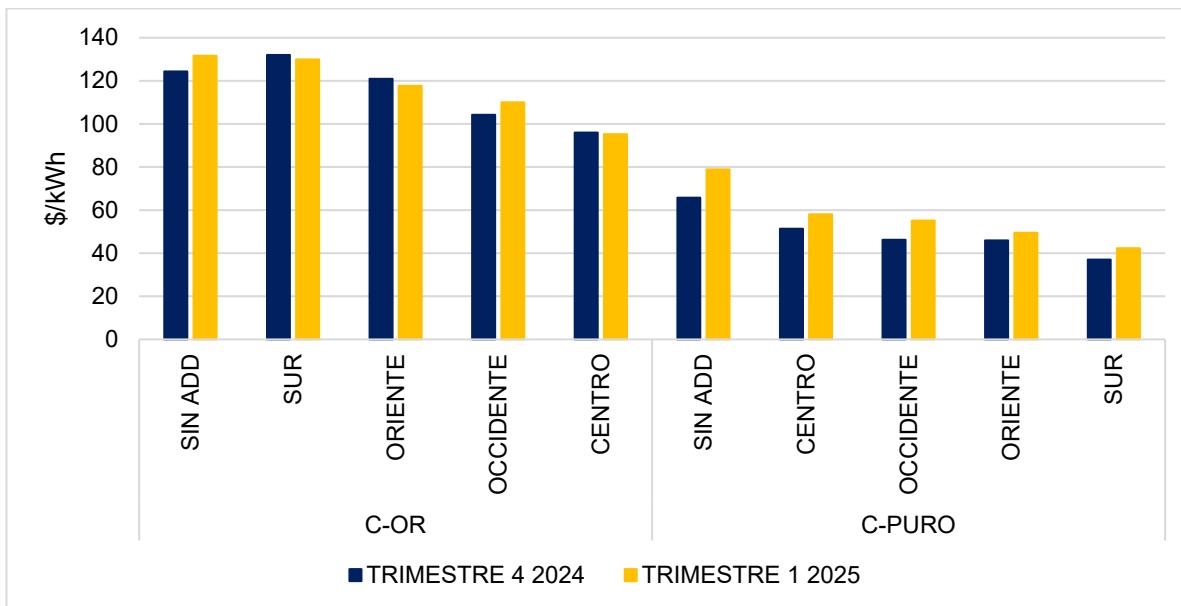
Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Durante el paso del cuarto trimestre de 2024 y el primer trimestre de 2025, el componente de comercialización presenta un comportamiento diferenciado por tipo de comercializador (C-OR y C-PURO) y por área de distribución (ADD), lo cual es consistente con la estructura regulatoria definida por la CREG.

Para los OR, se evidencias reducción moderas en el ADD Centro (-0,74%), Oriente (-2,71%) y Sur (-1,57%), lo que posiblemente estaría relacionado con ajustes operativos o eficiencia en los costos reconocidos, en línea con el esquema regulado del componente de comercialización. Por el contrario, para los OR, se presentaron incrementos en Occidente (5,51%) y especialmente en el segmento Sin ADD (5,83%), lo cual puede atribuirse posiblemente a la composición de los costos administrativos, comerciales y financieros.

Ahora para los C-Puros, se evidencia un incremento generalizado en todas las ADD, con variaciones que oscilan entre 7,83% y 20%, donde se destacan los prestadores que se clasifican dentro del segmento de ADD con una variación del 20% y occidente con 13%, lo que posiblemente evidencia la fluctuación sobre los costos de comercialización asociados a ajustes operativos o variaciones en el número de usuarios atendidos.

Figura 28. Promedio Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Hay que reconocer que, de acuerdo a la regulación expedida por la CREG, el componente de comercialización:

- Reconoce costos eficientes de atención al usuario, facturación, recaudo y gestión comercial.
- Puede presentar variaciones trimestrales derivadas de ajustes en costos reconocidos, actualizaciones regulatorias y cambios en las condiciones operativas de los agentes.

Siguiendo la metodología utilizada para el análisis del componente de generación, el estudio del componente de comercialización se realizará por grupo de empresas definido según su número de usuarios, con el propósito de comparar entre empresas de condiciones similares la eficiencia en la gestión de la actividad comercial. Por lo anterior, para este componente se emplearán los mismos grupos definidos en el análisis del componente de generación.

De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 180 de 2014, el margen de comercialización se define como un costo máximo regulado, por lo que los comercializadores pueden aplicar valores inferiores, siempre que estén debidamente sustentados y en concordancia con el régimen de libertad regulada previsto en el artículo 14.10 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 5 de la Resolución CREG 031 de 1997.

Por lo anterior se presenta el análisis de la variación del Componente C de los diferentes grupos según su número de usuarios para el primer trimestre de 2025.

## Variación Componente de Comercialización - Grupo 1 empresas con más de 750.000 usuarios

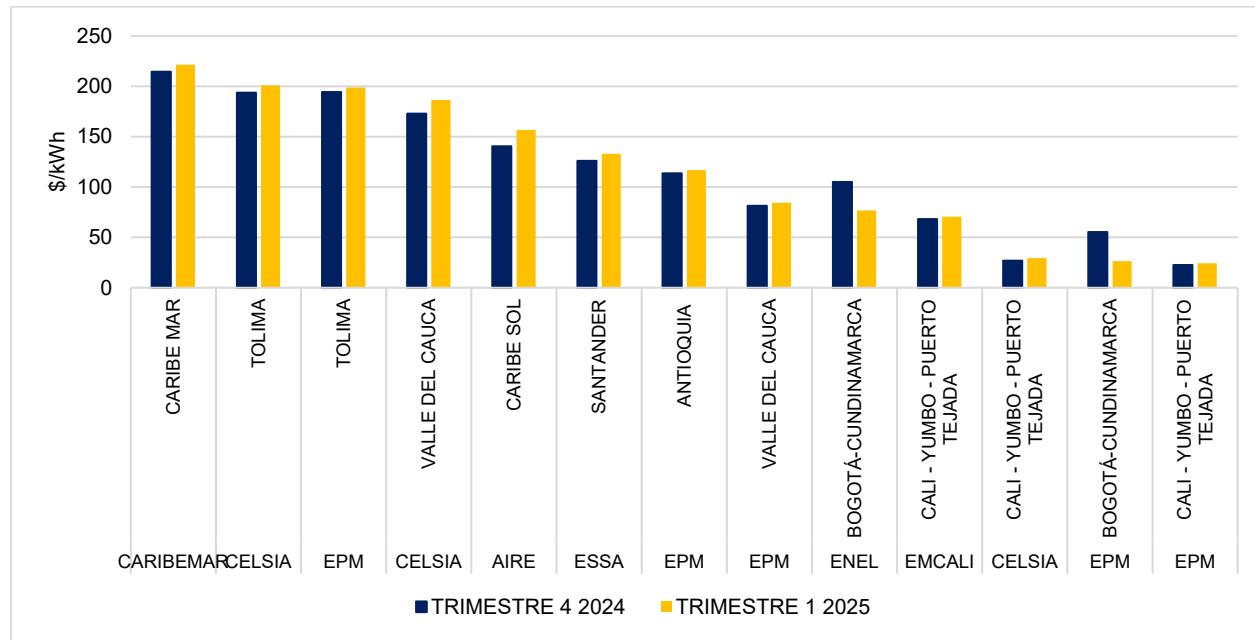
Durante el primer trimestre de 2025, el componente de comercialización para este grupo de empresas reportó un promedio de 117,36 \$/kW, una variación de 0,73% respecto al trimestre anterior.

Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1

EMPRESA	MERCADOS	4T Componente C (\$/kWh)	1T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
AIRE	CARIBE SOL	140,46	156,65	11,53%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	214,51	221,47	3,25%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	26,92	29,36	9,08%
	TOLIMA	193,63	200,85	3,73%
EMCALI	VALLE DEL CAUCA	172,88	186,33	7,78%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	68,11	70,58	3,63%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	105,02	76,82	-26,85%
	ANTIOQUIA	113,61	116,79	2,80%
EPM	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	55,23	26,40	-52,19%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	22,52	24,34	8,07%
	TOLIMA	194,27	198,71	2,29%
	VALLE DEL CAUCA	81,39	84,42	3,72%
ESSA	SANTANDER	126,03	132,97	5,51%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Figura 29. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La mayoría de los mercados del Grupo 1 presentaron variaciones moderadas destacándose Caribesol (11,53%), Cali-Yumbo-Puerto Tejada (9,08%), Valle del Cauca (7,78%) y Tolima (3,73%) en contraste se visualizan disminuciones relevantes del componente C en mercados específicos como Bogotá–Cundinamarca, atendido por Enel con una variación de -26,85% y el mismo mercado pero atendido por EPM con una variación de -52,19%. Las variaciones pueden estar relacionadas con los ajustes derivados de la normalización de los saldos de la Opción Tarifaria (COT), conforme a lo dispuesto en las resoluciones CREG 101 028 de 2023 y CREG

En general, el comportamiento posiblemente puede evidenciar la estabilidad en los costos administrativos y operativos asociados a la gestión comercial, demostrando eficiencia operativa y sostenibilidad financiera dentro de los márgenes reconocidos por la regulación vigente.

## Variación Componente de Comercialización - Grupo 2: empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999

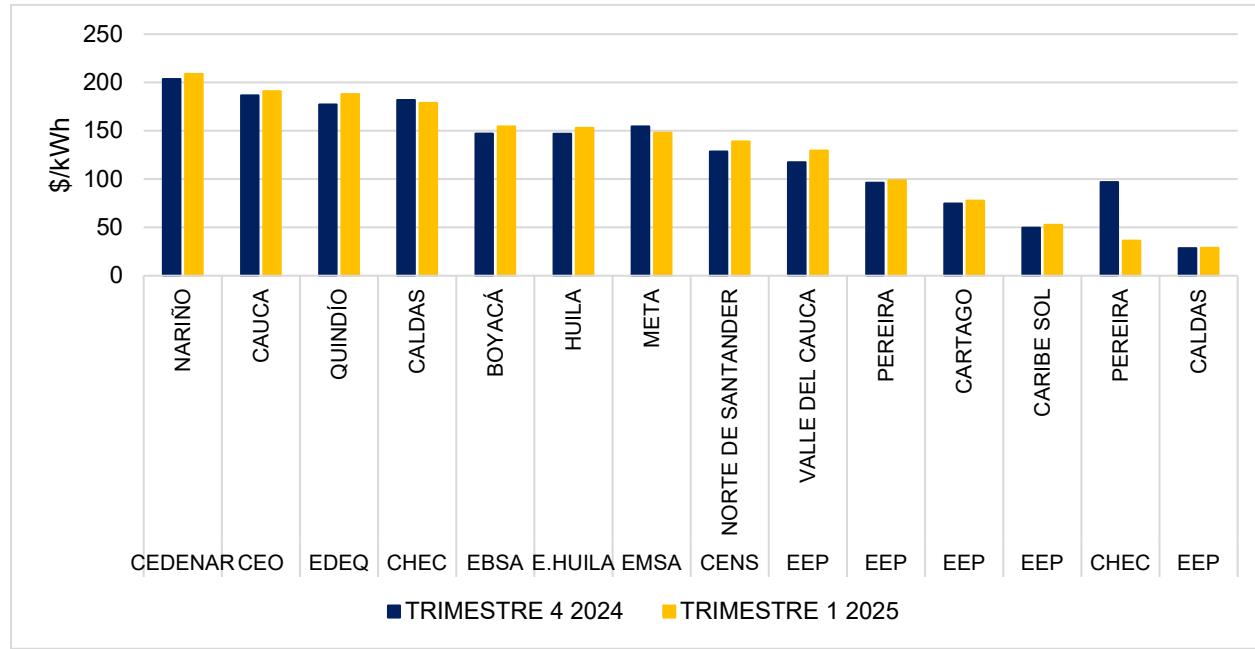
Para el Grupo 2, el promedio del componente de comercialización fue de 125,23 \$/kWh presentó una reducción del -2,91% frente al trimestre anterior.

Tabla 35. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2

EMPRESA	MERCADOS	4T Componente C (\$/kWh)	1T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
CEDENAR	NARIÑO	203,47	208,83	2,64%
CENS	NORTE DE SANTANDER	128,46	138,95	8,17%
CEO	CAUCA	186,62	190,91	2,30%
CHEC	CALDAS	181,92	178,91	-1,65%
EBSA	PEREIRA	96,89	36,33	-62,50%
EDEQ	BOYACÁ	147,07	154,45	5,02%
EEP	QUINDÍO	177,28	187,92	6,00%
	CALDAS	28,53	28,81	0,98%
	CARIBE SOL	49,75	52,70	5,93%
	CARTAGO	74,67	77,75	4,14%
	PEREIRA	96,23	98,67	2,53%
ELECTROHUILA	VALLE DEL CAUCA	117,48	129,51	10,24%
	HUILA	146,90	153,06	4,19%
EMSA	META	154,58	148,02	-4,24%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 30. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La mayoría de los mercados presentan incrementos, generalmente inferiores al 10% lo que puede atribuirse a ajustes operativos, actualización de costos administrativos, financieros y consistencia en los costos reconocidos.

En general para este grupo se identificaron variaciones hacia el alza, destacándose los mercados de Valle del Cauca atendido por EEP (10,24%) de Norte de Santander (8,17%), Quindío (6%), y Boyacá (5,02%).

#### Variación Componente de Comercialización - Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999

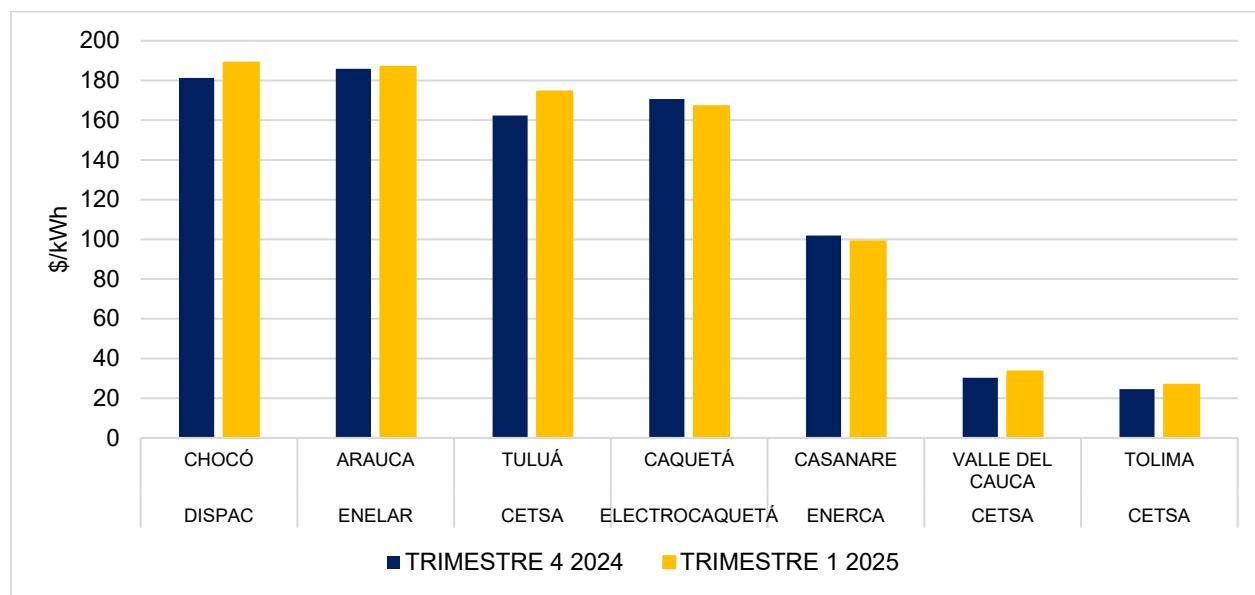
Para este grupo el promedio del componente de comercialización fue de 125,23 \$/kW, variación de 2,27% respecto al trimestre anterior.

Tabla 36. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3

EMPRESA	MERCADOS	4T Componente C (\$/kWh)	1T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
CETSA	TOLIMA	24,61	26,73	8,60%
	TULUÁ	162,37	174,45	7,44%
	VALLE DEL CAUCA	30,34	33,45	10,25%
DISPAC	CHOCÓ	181,31	189,03	4,26%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	170,69	167,07	-2,12%
ENELAR	ARAUCA	185,91	186,93	0,55%
ENERCA	CASANARE	101,94	98,98	-2,91%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 31. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 4T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Las variaciones más significativas se presentaron en los mercados atendidos por CETSA, Valle del Cauca (10,25%), Tolima (8,60%) y Tuluá (7,44%) y el mercado de Chocó (4,26%), variaciones que se encuentran dentro de rangos compatibles con ajustes operativos y administrativos propios del componente de comercialización. En particular, el aumento observado en los mercados de CETSA sugiere una actualización homogénea de la estructura de costos comerciales del agente.

El Grupo 3, registra niveles del componente C entre 24,61 \$/kWh y 189,03 \$/kWh, lo cual refleja diferencias estructurales entre los mercados asociadas a la dispersión geográfica y /o la densidad de usuarios.

#### **Variación Componente de Comercialización - Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios**

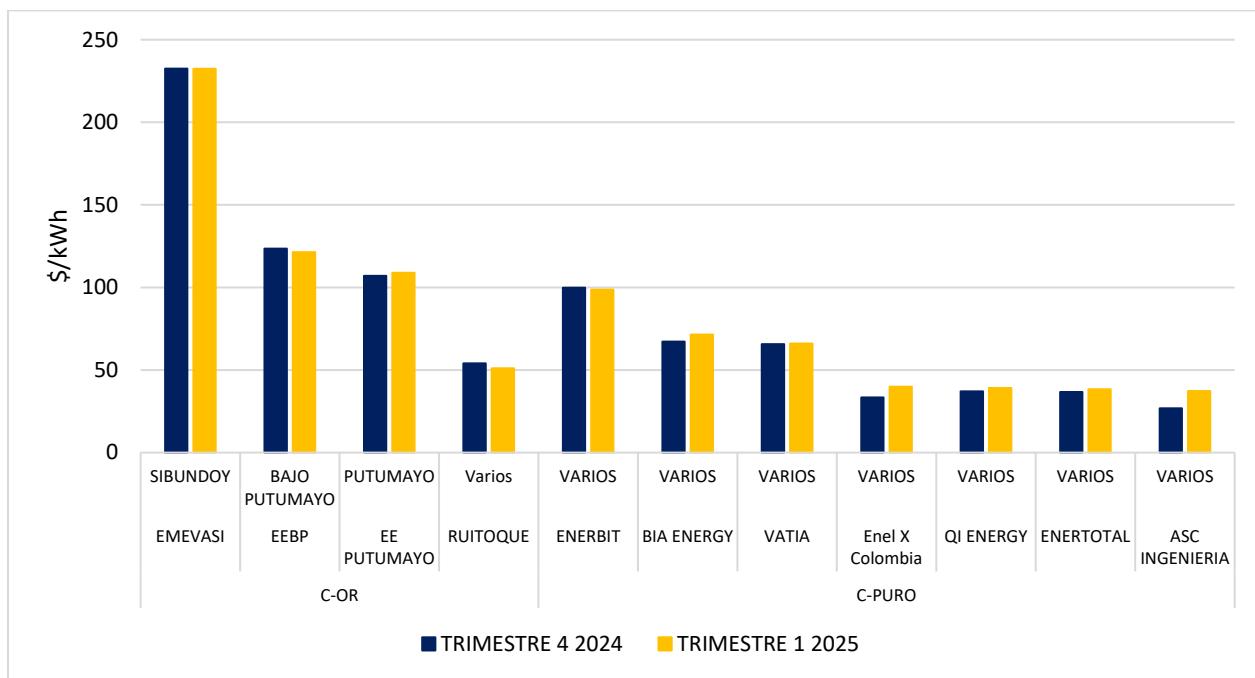
Durante el primer trimestre 2025, el promedio para los OR fue de 122,11 \$/kWh y para los comercializadores puros 55,84 \$/kWh.

Tabla 37. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4

TIPO	EMPRESA	MERCADOS	4T Componente C (\$/kWh)	1T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
C-OR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	107,03	108,83	1,69%
	EEBP	BAJO PUTUMAYO	123,50	121,35	-1,74%
	EMEVASI	SIBUNDOY	232,53	232,40	-0,05%
	RUITOQUE	VARIOS	54,04	50,98	-5,66%
C-PURO	ASC INGENIERIA	VARIOS	26,84	37,31	39,04%
	BIA ENERGY	VARIOS	67,20	71,44	6,31%
	Enel X Colombia	VARIOS	33,41	39,92	19,50%
	ENERBIT	VARIOS	99,87	98,68	-1,19%
	ENERTOTAL	VARIOS	36,64	38,32	4,60%
	QI ENERGY	VARIOS	37,04	39,16	5,71%
	VATIA	VARIOS	65,66	66,07	0,61%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 32. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 1T 2025 vs 4T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La variación más significativa se identificó para el comercializador puro ASC Ingeniería con un valor de 39,04% lo anterior puede estar atribuido a la variación en el número de usuarios atendidos.

Ahora bien, es importante reiterar lo señalado en el capítulo de actualidad tarifaria de este documento, en el cual se indicó que a partir del mes de diciembre de 2023 se registró un incremento en el valor del componente C. Esto se debe a la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 028 de 2023, que transforma los saldos acumulados en la variable COT, con el objetivo de mantener la misma senda de costos unitarios que los usuarios venían pagando, pero eliminando por completo la acumulación de dichos saldos. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador según la fórmula establecida por la regulación, y luego el CAC se encarga de calcular un COT de mercado que es el que se aplica por todos los comercializadores dependiendo del mercado. El valor resultante de esta aplicación se suma al componente de comercialización del costo unitario de prestación del servicio, lo que genera un impacto significativo en su valor.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 35 se muestra el listado de comercializadores de energía eléctrica que se acogieron a lo establecido en el parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual fue comunicada mediante la Circular CREG n.º 095 de 2023, y en la Tabla 32 se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

Tabla 38. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) <sup>12</sup>
Air-e S.A.S. E.S.P.	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	C-OR
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía del Casanare SA ESP	C-OR
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	C-OR
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	C-OR
Empresas Públicas de Medellín - EPM	C-OR
Enel Colombia S.A. E.S.P.	C-OR
QI Energía SAS ESP	C
Vatia S.A. E.S.P.	C

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Tabla 39. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) <sup>13</sup>
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	C-OR
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	C-OR
Ruitoque S.A. E.S.P.	C-OR

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

En la siguiente tabla se presentan los valores COT para los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el primer trimestre de 2025:

<sup>12</sup> C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

<sup>13</sup> C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

Tabla 40. Valores promedio COT 1T 2025

EMPRESAS	SIGLA	Promedio 1T 2025
CELSIA TOLIMA	CELSIA TOLIMA	95,39
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUA	CETSA	85,25
CARIBEMAR DE LA COSTA	AFINIA	84,47
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO	EDEQ	84,45
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	CHEC	69,73
CELSIA VALLE	CELSIA VALLE	56,82
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	CENS	51,25
ELECTRIFICADORA DEL META	EMSA	48,82
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	EPM	45,02
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA	EMEESA	44,47
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO	CEDENAR	41,48
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	ESSA	40,62
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	27,03
EMPRESA DE ENERGÍA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	ENERGUAVIARE	26,62
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	EBSA	26,58
EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE	ENERCA	21,63
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	ELECTROHUILA	19,42
AIR-E INTERVENIDA	AIR-E	14,60
ENEL COLOMBIA	ENEL	0,00

Fuente: Histórico de Mercados-COT 2025

Durante el primer trimestre de 2025, se observa una dispersión significativa en los valores promedio del COT entre los distintos agentes, con un rango que oscila entre **95,39 \$/kWh (Celsia)** y **14,60 \$/kWh (Air-e)**.

Esta diferencia obedece principalmente a la etapa de avance en la normalización de saldos COT, la estructura tarifaria de cada mercado y las condiciones particulares de aplicación de la opción tarifaria durante los periodos de diferimiento.

### 3.5. Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas incluye i) el costo de las pérdidas eficientes de energía; ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía, respectivamente, se encuentra definida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 173 de 2011 de la siguiente manera

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

*Donde*

$G_{m,i,j}$  Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , para el mes  $m$  determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

$IPRSTN_{m-1}$  Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes  $m-1$ , conforme a la metodología vigente.

$IPR_{n,m,j}$  Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización  $j$ , en el mes  $m$ , acumulados hasta el nivel de tensión  $n$  del Sistema de Distribución respectivo.

Es igual a la variable  $PR_{n,j}$  de que trata el Capítulo 12 de la Resolución CREG 097 de 2008 (con  $n=1,2,3,4$ ). La variable  $PR_{1,j}$  se calcula para cada mes  $m$  considerando el valor de  $P_{j,1}$  resultante de la aplicación de la Resolución CREG 172 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya.

$T_m$  Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes  $m$  determinados conforme al artículo 9o. de la presente resolución.

$CPROG_{j,m}$  Cargo en \$/kWh por concepto del Plan de Pérdidas, del Mercado de Comercialización  $j$ , en el mes  $m$ .

De esta se destacan dos factores que son importantes tener presente: la fracción de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG (IPR) y el cargo por concepto del plan de pérdidas (CPROG), cuyo cálculo está definido por la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018, en particular el Capítulo 7 de su anexo general.

Por un lado, la fracción de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG (IPR) corresponde a los factores para referir medidas de energía por nivel de tensión (PR), cuyo cálculo está definido la mencionada resolución y depende de los índices de pérdidas reconocidas por nivel de tensión ( $P_{j,n}$ ). Por otro lado, el CPORG corresponde a la remuneración por los planes de gestión de pérdidas aplicados en los sistemas de distribución.

A continuación, se presenta un resumen de las diferentes consideraciones respecto a cada una de estas variables

### CPORG

- El CPORG se calcula primordialmente con base a los costos anuales del plan (CAP) de gestión de pérdidas aprobado por la CREG a los operadores de red y cuyo cálculo se basa en un modelo de costos eficientes. Este costo se mantiene constante en un horizonte de diez años y están dados en pesos de diciembre de 2017. Las variables que dan la variabilidad de este cargo corresponden a la indexación de los costos, y los flujos de energía que normalizan el cargo a unidades de \$/kWh.
- El CAP se compone de dos costos: el costo por administración, mantenimiento y operación de las pérdidas (AOMP) e inversión en activos que no son clasificables como unidades constructivas (INVNUC); es decir, una componente de mantenimiento y otra de inversión. La componente de mantenimiento se reconoce para todos los operadores de red, mientras que la componente de inversión corresponde a aquellos operadores de red que tienen un plan de reducción aprobado y que este costo fuera aprobado diferente de cero por parte de la CREG.
- Dependiendo del estado del plan de reducción, el reconocimiento del INVNUC puede cambiar:
  - Activos: se reconoce la totalidad del INVNUC aprobado.
  - Suspensión: esta variable tendrá un valor de cero por un periodo de un año.

- Cancelación: se deja de reconocer INVNUC y el prestador deberá devolver en un periodo de doce (12) meses lo recibido durante el periodo que incumplió las metas de reducción con intereses, pero sin indexación.
- Es de resaltar que la causa principal para la suspensión o cancelación de un plan de reducción de pérdidas es el incumplimiento durante un periodo o dos periodos consecutivos de la senda de reducción de pérdidas por parte del operador. La única excepción se dio en la Resolución CREG 167 de 2020, la cual relajó estas condiciones debido a la emergencia sanitaria por COVID-19 pero cuyas disposiciones ya no se encuentran vigentes.
- El estado anual del plan de reducción de pérdidas es resultado de la evaluación del plan de reducción de pérdidas que realiza el LAC durante el mes de marzo de cada año. En este primordialmente el LAC calcula el índice de pérdidas totales de los mercados para los cuales aún no tengan el plan cancelado, compara el resultado con las metas anuales de reducción aprobadas por la CREG, y determina el estado del plan acorde con disposiciones regulatorias dadas en la Resolución CREG 015 de 2018.

Bajo las anteriores consideraciones, aclarando lo anterior, en la Tabla 6 se muestra el resumen de los CAP de cada uno de los OR y el estado del plan, ya que a la fecha existen OR que tienen suspendido el reconocimiento de la inversión. Se aclara que el plan de reducción y mantenimiento de pérdidas se evalúa en abril de cada año.

Tabla 1. CAP por OR existentes

Res. CREG	OR	PRP	CAP <sub>j</sub> (\$)	INVNUC <sub>j,t</sub> (\$)	AOMP <sub>j,t</sub> (\$)
123-2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756
148-2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697	-	\$ 10.722.816.697
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737	-	\$ 4.566.244.737
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473	-	\$ 6.763.754.473
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869	-	\$ 6.589.880.869
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455	-	\$ 1.350.754.455
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443	-	\$ 5.240.552.443
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962
027-2021	ELECTROCAQUETA	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488
140-2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349
157-2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504	-	\$ 7.088.747.504
193-2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634	-	\$ 2.644.569.634
122-2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528	-	\$ 39.973.464.528
004-2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217	-	\$ 453.982.217
158-2019	ESSA	NO	\$ 8.015.441.240	-	\$ 8.015.441.240

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)
139-2021	EMSA	NO	\$ 7.297.802.102	-	\$ 7.297.802.102
199-2020	ENELAR	NO	\$ 91.853.750	-	\$ 91.853.750
119-2020	EBSA	NO	\$ 2.677.470.146	-	\$ 2.677.470.146
020-2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277	-	\$ 1.672.018.277
017-2021	EEPPUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651	-	\$ 63.093.651
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795	-	\$ 31.852.970.795
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0	-	\$ 0
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000	-	\$ 3.028.500.000

Fuente: Resoluciones CREG, XM S.A. E.S.P.

Durante el mes de marzo del año 2024, XM publicó los resultados de la evaluación del plan de reducción de pérdidas para los operadores de red que aún contaban con este plan vigente para la vigencia 2023. En la Tabla 2 se presentan los resultados de esta evaluación.

Tabla 2 Resultados de la evaluación del plan de reducción de pérdidas para la vigencia 2024.

	Mercado	Estado plan	Efecto CAP
AIR-E	CARIBE SOL	Activo	Ninguno
AFINIA	CARIBE MAR	Suspendido	Pierde INVNUC entre mayo de 2024 y abril de 2025
CELSIA COLOMBIA	VALLE	Suspendido	Pierde INVNUC entre mayo de 2024 y abril de 2025
EEP	CARTAGO	Activo	Ninguno
EMCALI	CALI	Suspendido	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0
CEO	CEO	Cancelado	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0. No debe retornar el ingreso recibido.
CENS	NORTE DE SANTANDER	Suspendido	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	Activo	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0
DISPAC	CHOCÓ	Suspendido	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0
ELECTROHUILA	HUILA	Cancelado	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0. No debe retornar el ingreso recibido.
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	Activo	Ninguno.

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

Resultado de lo anterior, en la se muestran los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los OR que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el primer trimestre de 2025:

Tabla 3.Valores CPROG 1T 2025.

Operador de Red	ENERO	MARZO	ABRIL
AIRE_CARIBE SOL	17,11	17,45	17,77
CARIBEMAR_CARIBE MAR	5,60	5,68	5,74
CEDENAR_NARIÑO	3,21	3,23	3,25
CELSIA COLOMBIA_TOLIMA	7,43	7,50	7,56
CELSIA COLOMBIA_VALLE DEL CAUCA	4,09	4,15	4,17
CENS_NORTE DE SANTANDER	3,49	3,53	3,56
CEO_CAUCA	7,98	8,07	8,13
CETSA_TULUÁ	3,26	3,29	3,31
CHEC_CALDAS	6,89	6,94	6,99
DISPAC_CHOCÓ	9,90	9,99	10,04
EBSA_BOYACÁ	1,16	1,18	1,18
EDEQ_QUINDÍO	5,14	5,18	5,19
EE PUTUMAYO_PUTUMAYO	0,98	0,99	0,99
EEBP_BAJO PUTUMAYO	2,82	2,85	2,86
EEP_CARTAGO	3,67	3,69	3,70
EEP_PEREIRA	7,14	7,18	7,22
ELECTROCAQUETÁ_CAQUETÁ	1,21	1,22	1,22
ELECTROHUILA_HUILA	7,08	7,12	7,15
EMCALI_CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	4,43	4,47	4,50
EMEESA_POPAYÁN - PURACE	0,00	0,00	0,00
EMSA_META	4,44	4,49	4,48
ENEL COLOMBIA_BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	4,26	4,29	4,33
ENELAR_ARAUCA	0,15	0,15	0,15
ENERCA_CASANARE	16,33	16,42	16,51
ENERGUAVIARE_GUAVIARE	4,87	4,88	5,22
EPM_ANTIOQUIA	5,17	5,21	5,24
ESSA_SANTANDER	3,71	3,75	3,75
RUITOQUE_RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

Fuente: Formato SUI T11 – cálculos DTGE 2025.

De esta información se recalca que durante este primer trimestre no se presentan novedades sobre el CAP de ninguno de los operadores de red, por lo que las variaciones en el CPROG se deben primordialmente a indexación de los costos anuales y variación en los flujos de energía.

#### Índices de pérdidas reconocidos

- Bajo la metodología vigente, estas corresponden a la suma entre los índices de pérdidas eficientes y los índices de pérdidas adicionales.
- Los índices de pérdidas eficientes pueden entenderse como el de un umbral a partir del cual el costo de la inversión requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más alto que reconocer dichas pérdidas a través de tarifa. Estas fueron actualizadas por la CREG en la aprobación de cargos de cada OR bajo la metodología vigente y se han mantenido constantes a lo largo del periodo tarifario. Para los niveles de tensión 2 al 4, pueden interpretarse como las pérdidas técnicas del sistema, mientras que en el nivel de tensión 1 es la suma de las pérdidas técnicas y una porción de las pérdidas no técnicas.
- Los índices de pérdidas adicionales corresponden a un incentivo adicional introducido por la metodología vigente con el fin de que en un horizonte de 10 años los operadores de red redujeran sus pérdidas de energía de nivel de tensión 1 hasta las pérdidas eficientes. El cálculo de este índice depende primordialmente de las condiciones iniciales de las pérdidas totales en nivel de tensión 1 y el nivel de inversión anual ejecutado por parte del respectivo mercado. Por lo tanto, su cálculo no depende de las condiciones reales de los mercados de comercialización y estos índices decrecen con una tasa constante hasta llegar a cero en un horizonte de diez años.
- Un operador de red que atiende un mercado de comercialización es candidato a pérdidas adicionales si reunió dos condiciones a fecha de corte<sup>14</sup>: no contar con resolución particular en el marco de la Resolución CREG 167 de 2011 y tener pérdidas totales de nivel de tensión 1 mayores a las reconocidas. En caso de ser candidato, para poder garantizar un índice de pérdidas adicionales diferente de cero, el operador debe ejecutar anualmente inversiones equivalentes de al menos 4% del Costo de Reposición de Referencia (CRR), y se obtiene el máximo posible con al menos el 7% de este costo.
- Las pérdidas reconocidas son calculadas anualmente por XM y se actualizan durante el mes de marzo de cada año para su aplicación durante el mes de

---

<sup>14</sup> Diciembre de 2017 para todos los operadores de red excepto AIR-E y AFINIA para los cuales, por disposiciones del régimen tarifario especial, corresponde a diciembre de 2020.

abril. Este cálculo en principio se basa en la información suministrada por los operadores sobre el nivel de inversiones ejecutadas con respecto al CRR.

Durante el ciclo de aplicación de cargos para el año 2024, aplicado o por aplicar entre abril de 2024 y marzo de 2025, en la Tabla 4 se presentan los índices de pérdidas aplicados

Tabla 4 Índices de pérdidas reconocidos de nivel de tensión 1 para los mercados de comercialización.

Comercializador	Abreviación	Candidat o Pad	Xr,t	Pj,1	Pej,1	Padj,1
AIR-E	CARIBE SOL	Si	3,13%	11,67%	11,67%	0,00%
AFINIA	CARIBE MAR	Si	7,99%	19,50%	11,67%	7,83%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	Si	8,01%	10,80%	8,50%	2,30%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	Si	8,18%	8,14%	8,14%	0,00%
CHEC	CALDAS	No	2,26%	7,73%	7,73%	0,00%
CEDENAR	NARIÑO	Si	1,76%	9,39%	9,39%	0,00%
CENS	NORTE DE SANTANDER	Si	6,15%	10,93%	9,12%	1,81%
CETSA	TULUA	No	1,65%	7,74%	7,74%	0,00%
CEO	CAUCA	Si	4,04%	10,11%	8,66%	1,45%
ESSA	SANTANDER	No	5,83%	9,96%	9,96%	0,00%
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	Si	11,87%	11,59%	9,30%	2,29%
ELECTROHUILA	HUILA	Si	4,02%	10,71%	9,26%	1,45%
EMSA	META	Si	2,07%	7,47%	7,47%	0,00%
ENELAR	ARAUCA	Si	1,05%	7,44%	7,44%	0,00%
EBSA	BOYACÁ	Si	9,12%	11,26%	10,98%	0,28%
ENERCA	CASANARE	Si	4,94%	10,54%	10,18%	0,36%
EEP	CARTAGO	Si	10,26%	11,68%	7,27%	4,41%
EEP	PEREIRA	No	3,48%	7,95%	7,95%	0,00%
EDEQ	QUINDIO	No	7,85%	8,06%	8,06%	0,00%
EEBPSA	BAJO PUTUMAYO	Si	1,67%	6,74%	6,74%	0,00%
EEPSA	PUTUMAYO	Si	6,34%	9,53%	8,92%	0,61%
EMEVASI	SIBUNDOY	Si	0,00%	8,91%	8,91%	0,00%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	Si	4,05%	7,97%	5,78%	2,19%
DISPAC	CHOCÓ	Si	0,81%	7,63%	7,63%	0,00%
EMEESA	POPAYÁN PURACE	Si	10,47%	7,95%	7,95%	0,00%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Si	6,10%	7,79%	6,64%	1,15%
EPM	ANTIOQUIA	No	5,69%	10,41%	10,41%	0,00%

ENEL	BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	No	5,34%	9,58%	9,58%	0,00%
RUITOQUE	RUITOQUE	No	4,61%	9,57%	9,57%	0,00%

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

Adicionalmente, en la Tabla 5 se presenta el contraste entre las pérdidas reconocidas de los operadores de red para los cuales se presentó novedad en los índices de pérdidas reconocidos entre el ciclo 2023 y 2024.

Tabla 5 Novedades en los índices de pérdidas reconocidas

Comercializador	Mercado	2023		2024		Delta_Pj, 1
		Xr,t	Pj,1	Xr,t	Pj,1	
AIR-E	CARIBE SOL	7,26%	22,75%	3,13%	11,67%	-11,08%
AFINIA	CARIBE MAR	7,13%	20,96%	7,99%	19,50%	-1,45%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	7,88%	11,24%	8,01%	10,80%	-0,44%
CENS	NORTE DE SANTANDER	4,44%	11,38%	6,15%	10,93%	-0,45%
CEO	CAUCA	4,49%	10,39%	4,04%	10,11%	-0,28%
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	2,79%	9,30%	11,87%	11,59%	2,29%
ELECTROHUILA	HUILA	3,40 %	9,26%	4,02%	10,71%	1,45%
EBSA	BOYACÁ	6,12 %	11,30%	9,12%	11,26%	-0,04%
ENERCA	CASANARE	0,79 %	8,92%	4,94%	10,54%	1,62%
EEPSA	PUTUMAYO	5,29 %	12,60%	6,34%	9,53%	-3,07%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	4,50 %	6,74%	4,05%	7,97%	1,23%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	1,34 %	8,04%	6,10%	7,79%	-0,26%
EEP	CARTAGO	9,16 %	12,48%	10,26%	11,68%	-0,80%

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

De esta manera, se tienen las siguientes observaciones, las cuales aplican desde abril de 2024 y no tienen novedades para este trimestre:

- El prestador AIR-E presentó una reducción significativa en sus pérdidas reconocidas debido a que se dejan de reconocer pérdidas adicionales dado que

su ejecución de inversiones para el año 2023 estuvo por debajo del 4% del CRR.

- Se presenta una reducción de las pérdidas reconocidas de los prestadores ADINIA, CELSIA TOLIMA, CENS, CEO, BOYACÁ, EEPSA, EMCALI y EEP CARTAGO debido al decrecimiento de las pérdidas adicionales que se deriva de su formulación.

Se presenta un aumento en las pérdidas reconocidas de los prestadores ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA, ENERCA y ENERGUAVIARE por recuperación de las pérdidas adicionales derivado de una ejecución de inversiones por encima del 4% del CRR.

Asimismo, es importante anotar que, en la fórmula definida para el costo de pérdidas, las pérdidas reconocidas influencian en el factor de escala asociado a las componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas. Por un lado, este factor de escala es de crecimiento exponencial, el cual empieza a presentar diferencias significativas con un crecimiento lineal cuando las pérdidas reconocidas son mayores al 10%, lo que en principio afectó ampliamente a los mercados de la región Caribe desde julio de 2021, y continúa afectado para el mercado de CARIBE MAR. Por otro lado, y continuando con la anterior anotación, la magnitud de la componente de pérdidas tiende a estar sujeta a los valores de la componente tarifaria de Generación y Transmisión, donde el valor de las pérdidas asociadas al componente de Generación corresponde aproximadamente a un 85% del componente de Pérdidas, mientras el 15% restante corresponde al valor de las pérdidas asociadas al componente de Transmisión. Asimismo, la volatilidad de esta componente tiende a estar más asociada a las dinámicas de estas componentes, más que lo que ocurra en el CPROG teniendo en cuenta que esta se remunera con base en un costo anual fijo y, dependiendo de la magnitud de las pérdidas reconocidas, su contribución al costo total de la componente puede no ser tan significativo que aquel asociado a las componentes de Generación y Transmisión.

Adicionalmente, para el caso de los comercializadores integrados al OR que atienden más de un mercado de comercialización, consideramos importante separar el valor del

componente de su mercado de comercialización donde es incumbente respecto de los mercados donde es entrante; lo anterior, para evidenciar de manera clara el valor del componente de pérdidas de dicho mercado. Para los comercializadores que son totalmente entrantes o puros, el componente de pérdidas corresponde al promedio simple.

En ese orden de ideas, en la Tabla 10 para los mercados atendidos por el comercializador integrado al OR diferentes al mercado conformado por sus redes, se mostrará como «resto» y para los comercializadores totalmente puros se mostrará como «todos».

Tabla 6. Componente de Pérdidas (PR) 3T

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) JULIO	Componente PR (\$/kWh) AGOSTO	Componente PR (\$/kWh) SEPTIEMBRE
AIRE	CARIBE SOL	104,49	98,52	110,35
CARIBEMAR	CARIBE MAR	<b>182,32</b>	154,10	162,33
CEDENAR	NARIÑO	59,72	60,24	58,79
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	81,13	83,49	92,87
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	56,99	58,70	65,57
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	55,19	56,77	63,47
CENS	NORTE DE SANTANDER	86,22	79,07	78,62
CEO	CAUCA	88,38	89,44	87,27
CETSA	TULUÁ	53,18	53,98	53,39
CHEC	CALDAS	70,46	58,63	66,51
DISPAC	CHOCÓ	73,74	74,23	<b>51,66</b>
EBSA	BOYACÁ	67,08	69,02	72,19
EDEQ	QUINDÍO	59,20	57,56	62,06
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	69,47	70,42	73,46
EEBP	BAJO PUTUMAYO	61,32	62,44	61,15
EEP	CARTAGO	77,09	78,53	82,20
EEP	PEREIRA	55,87	57,00	59,64
ELECTROHUILA	HUILA	95,59	96,57	95,14
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	62,25	59,50	63,73
EMEVASI	SIBUNDOY	82,67	82,95	81,30
EMSA	META	56,82	57,40	61,53
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	67,13	63,42	65,27
ENELAR	ARAUCA	65,00	65,88	67,19
ENERCA	CASANARE	95,47	97,18	91,85
EPM	ANTIOQUIA	61,57	61,96	64,28
ESSA	SANTANDER	83,18	83,93	81,84
RUITOQUE	RUITOQUE	56,60	57,20	62,37
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	99,23	100,02	98,71
AIRE	OTROS MERCADOS	68,07	68,79	56,14
CETSA	OTROS MERCADOS	68,85	69,86	68,91
EEP	OTROS MERCADOS	69,11	70,49	73,75
EPM	OTROS MERCADOS	64,53	66,98	65,34
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	74,25	74,94	81,22
ASC INGENIERIA	TODOS	64,65	65,82	64,07
BIA ENERGY	TODOS	95,80	93,09	92,04
Enel X Colombia	TODOS	83,59	85,11	83,84

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) JULIO	Componente PR (\$/kWh) AGOSTO	Componente PR (\$/kWh) SEPTIEMBRE
ENERBIT	TODOS	-	-	86,22
ENERTOTAL	TODOS	88,46	88,14	87,90
PEESA	TODOS	58,53	57,76	59,04
QI ENERGY	TODOS	82,76	77,51	105,37
VATIA	TODOS	80,28	70,63	77,70

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó DISPAC en el mes de septiembre de 2024 con 51,66 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de julio de 2024 para la empresa CARIBEMAR con 182,32 \$/kWh en promedio para todos los mercados atendidos.

Adicionalmente, para el caso de los comercializadores integrados al OR que atienden más de un mercado de comercialización, consideramos importante separar el valor del componente de su mercado de comercialización donde es incumbiente respecto de los mercados donde es entrante; lo anterior, para evidenciar de manera clara el valor del componente de pérdidas de dicho mercado. Para los comercializadores que son totalmente entrantes o puros, el componente de pérdidas corresponde al promedio simple.

Tabla 7. Variación Componente Pérdidas 4T vs 3T

SIGLA	NOMBRE_MERCADO	PROMEDI O 3T	PROMEDI O 4T	% Variación Componente PR
AIRE	CARIBE SOL	104,45	112,45	7,66%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	166,25	162,24	-2,41%
CEDENAR	NARIÑO	59,58	60,55	1,62%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	58,48	70,94	21,32%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	85,83	103,94	21,10%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	60,42	73,44	21,54%
CENS	NORTE DE SANTANDER	81,30	86,75	6,69%
CEO	CAUCA	88,37	89,89	1,73%
CETSA	TULUÁ	53,52	64,00	19,59%
CHEC	CALDAS	65,20	67,12	2,95%
DISPAC	CHOCÓ	66,54	74,59	12,10%
EBSA	BOYACÁ	69,43	78,97	13,73%
EDEQ	QUINDÍO	59,60	72,41	21,48%
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	71,11	83,94	18,03%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	61,63	63,24	2,60%
EEP	CARTAGO	79,27	87,65	10,56%
EEP	PEREIRA	57,50	63,31	10,11%

SIGLA	NOMBRE_MERCADO	PROMEDI O 3T	PROMEDI O 4T	% Variación Componente PR
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	99,32	101,58	2,27%
ELECTROHUILA	HUILA	95,77	96,58	0,85%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	61,82	73,80	19,38%
EMEVASI	SIBUNDOY	82,31	81,26	-1,27%
EMSA	META	58,58	70,16	19,76%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	65,27	69,19	5,99%
ENELAR	ARAUCA	66,02	69,09	4,64%
ENERCA	CASANARE	94,83	80,95	-14,64%
EPM	ANTIOQUIA	62,60	71,66	14,46%
ESSA	SANTANDER	82,98	84,19	1,46%
RUITOQUE	RUITOQUE	58,72	65,82	12,08%
AIRE	OTROS MERCADOS	65,97	67,68	2,58%
CETSA	OTROS MERCADOS	69,20	82,11	18,65%
EEP	OTROS MERCADOS	71,12	78,08	9,80%
EPM	OTROS MERCADOS	65,62	71,99	9,71%
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	87,33	94,96	8,74%
CHEC	PEREIRA	57,91	57,91	-0,01%
ASC INGENIERIA	TODOS	64,84	66,98	3,30%
BIA ENERGY	TODOS	93,60	67,03	-28,39%
Enel X Colombia	TODOS	84,18	86,29	2,51%
ENERBIT	TODOS	85,49	88,00	2,94%
ENERTOTAL	TODOS	88,17	87,86	-0,34%
QI ENERGY	TODOS	88,46	98,74	11,62%
VATIA	TODOS	76,20	83,72	9,87%

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

Durante el primer trimestre de 2025 el Componente de Pérdidas (PR) presentó

### 3.6. Restricciones

El componente de Restricciones (R) corresponde a los sobrecostos asociados a la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuando, por razones técnicas o de seguridad, se requiere realizar despachos de energía que se encuentran fuera del mérito económico. Estos sobrecostos son imputados a la demanda de acuerdo con el esquema metodológico definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Históricamente, este componente adquirió relevancia tras los ataques a la infraestructura de transmisión ocurridos en 2000 y 2001, eventos que incrementaron de forma significativa el costo de las restricciones. En condiciones normales, estos costos son marginales; sin embargo, las contingencias de ese periodo llevaron a la CREG a establecer topes y reglas específicas de reconocimiento para evitar incrementos tarifarios desproporcionados y asegurar la sostenibilidad del sistema.

La metodología de cálculo vigente está definida en la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece que el valor trasladado a los usuarios corresponde al cociente entre el costo de restricciones asignado por el ASIC al comercializador minorista (CRS) y las ventas totales de energía del agente en el mes m-1.

El CRS está conformado por:

- Restricciones aliviadas, resultantes de descontar de las restricciones totales conceptos regulatoriamente definidos como: costos del programa Apagar Paga, cargos asociados a la planta de regasificación de Cartagena (SPEC), compensaciones por la opción del precio de escasez, entre otros.
- Desviaciones, derivadas de diferencias entre energías programadas y entregadas.
- Costo de remuneración del activo del STN correspondiente a la variante Guatapé, reconocido bajo una regulación especial.

Las restricciones totales asignadas por el ASIC a los comercializadores tienen su fundamento en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 de 2020 y CREG 063 de 2020, aplicando el esquema de reconciliaciones vigente.

Los conceptos asociados a restricciones son los que se encuentran en la figura 33.

Figura 34. Fórmula Restricciones



Fuente: Elaboración DTGE 2025

A continuación, se presenta el comportamiento del **componente de Restricciones (R)** correspondiente al tercer y cuarto trimestre de 2024 para los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este componente refleja el costo por restricciones operativas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) asignado por el ASIC a cada comercializador, en aplicación del esquema de reconciliaciones definido en la regulación vigente.

En la tabla 44 se relacionan los valores en \$/kWh para cada agente, así como la variación porcentual trimestral, permitiendo identificar la magnitud de los ajustes derivados de la operación del sistema y de la normalización de los saldos del Costo de Restricciones del Sistema (CRS).

Tabla 44. Variación Componente Restricciones 1T 2025 vs 4T 2024

EMPRESA	TRIMESTRE 4T 2024	TRIMESTRE 1T 2025
AIRE	4,82	23,86
ASC INGENIERIA	4,95	13,79
BIA ENERGY	6,48	38,70
CARIBEMAR	5,24	18,84
CEDENAR	4,45	15,55
CELSIA COLOMBIA	4,42	15,17
CENS	3,52	18,62

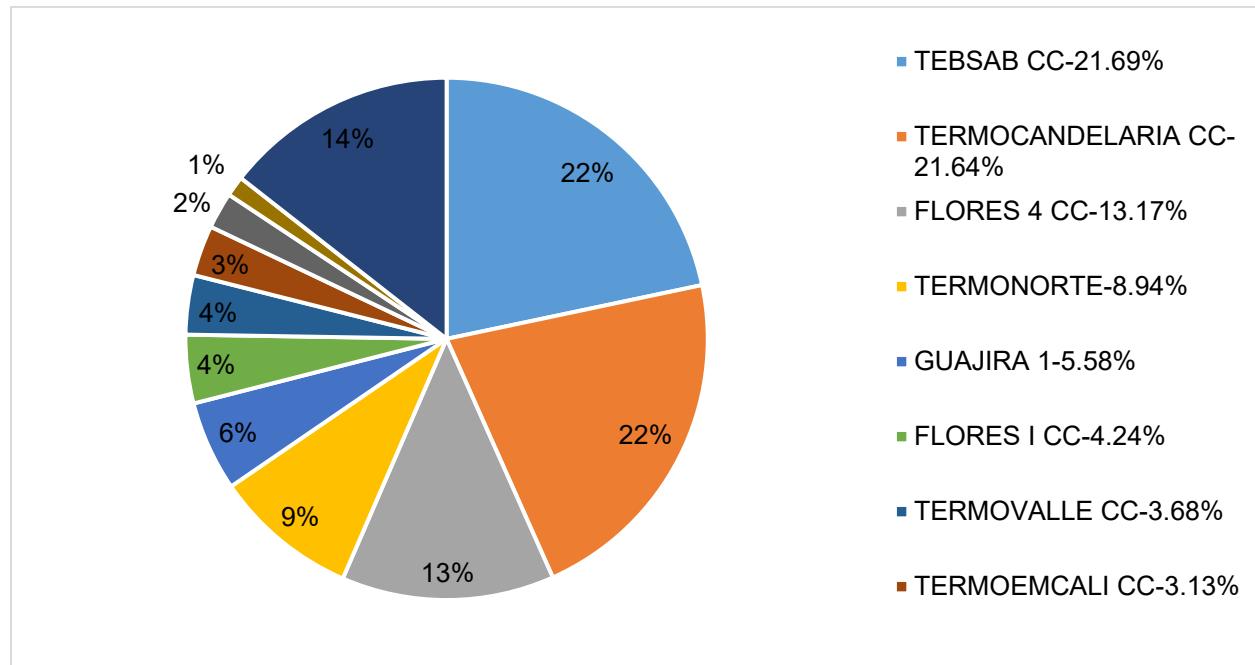
EMPRESA	TRIMESTRE 4T 2024	TRIMESTRE 1T 2025
CEO	4,44	15,79
CETSA	3,82	15,34
CHEC	4,24	16,69
DISPAC	5,15	15,95
EBSA	4,29	14,83
EDEQ	3,04	16,31
EE PUTUMAYO	3,41	15,04
EEBP	-0,28	16,08
EEP	3,58	17,01
ELECTROCAQUETÁ	4,44	15,25
ELECTROHUILA	4,26	17,11
EMCALI	4,59	14,39
EMEVASI	2,70	17,53
EMSA	7,26	18,04
ENEL COLOMBIA	3,45	16,54
Enel X Colombia	3,97	16,58
ENELAR	5,42	20,04
ENERBIT	5,21	14,81
ENERCA	9,28	17,85
ENERGUAVIARE	5,87	14,89
ENERTOTAL	4,41	16,70
EPM	3,90	14,98
ESSA	3,56	18,71
QI ENERGY	8,30	15,07
RUITOQUE	14,87	13,89
VATIA	10,01	14,01

Fuente: Formato SUI T7, Reporte XM – cálculos DTGE 2025

Para el trimestre analizado el promedio del componente de Restricciones fue de 17,64 \$/kWh, lo que evidencia una variación de 11,16 \$/kWh, la variación en el componente de restricciones trasladado a los usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se presentó de manera generalizada. En términos globales, todos los comercializadores registraron variaciones en este componente frente al trimestre anterior con valores superiores al 85% en varios agentes.

En relación a este componente, a continuación, se presenta la conformación de las reconciliaciones positivas. En una primera aproximación, en la figura 35 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de enero, febrero y marzo de 2025.

Figura 35. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)



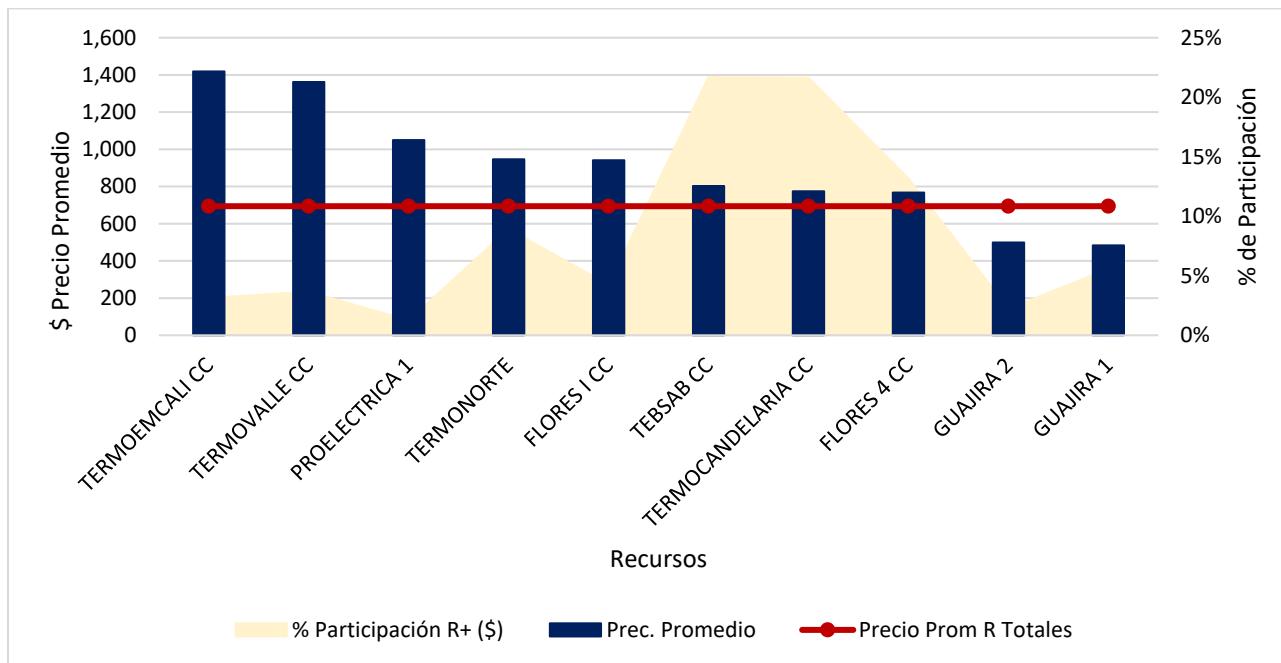
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2024, se presentó una variación en la participación de los agentes; para este trimestre el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 21,69% de las mismas fue TEBSAB CC y para el trimestre anterior fue Pagua con 29,59%.

Asimismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por reconciliaciones positivas para el periodo enero, febrero y marzo de 2025. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la Figura 36 puede observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 85.56% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.

Figura 36. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales



Fuente: Elaboración DTGE 2025 a partir de información de XM

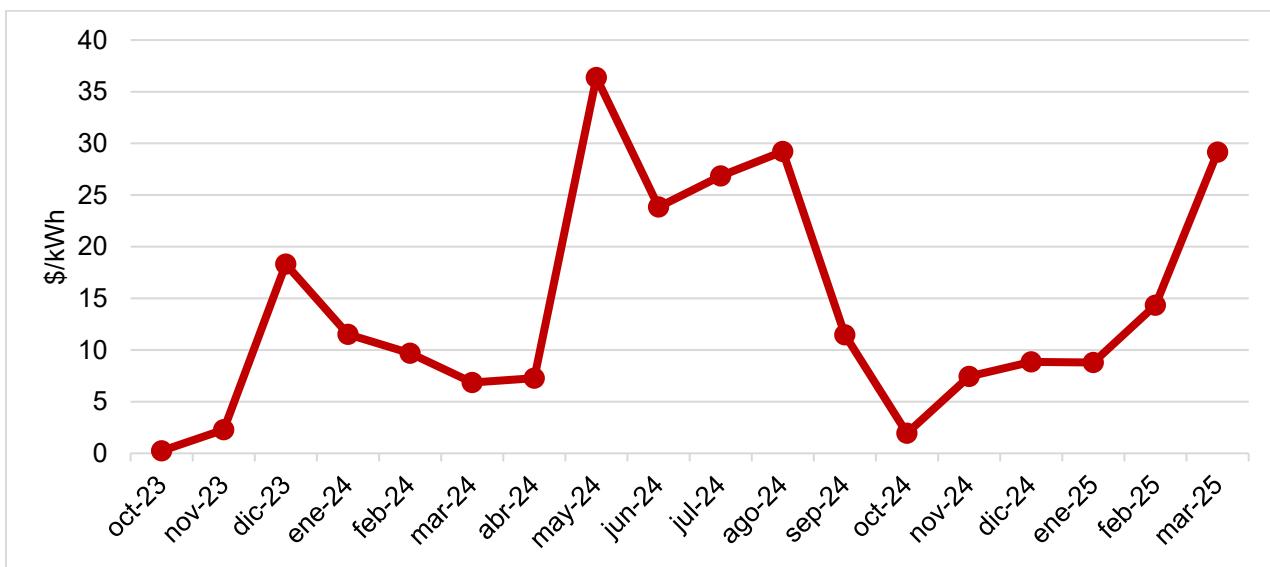
Durante el primer trimestre de 2025, TEBSAB CC concentró el 21,69% de la reconciliación positiva, impulsado por un volumen significativo de energía reconciliada y un precio promedio (802,42 \$/kWh) superior al valor de referencia del sistema (694,02 \$/kWh). En contraste, PROELECTRICA 1 registró la menor participación (1,25%), pese a exhibir uno de los precios más altos dentro del grupo (1,049 \$/kWh), debido a su menor volumen efectivo de energía involucrado en la reconciliación.

En general, los recursos con mayor aporte al R (+) presentaron precios promedio superiores al nivel sistémico, lo cual evidencia que su participación está asociada tanto a despachos fuera de mérito derivados de condiciones operativas del STN como al diferencial entre sus precios individuales y el precio promedio aplicado en el proceso de liquidación.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 694,02 \$/kWh, presentando una reducción del -40% correspondiente a 470,5 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 1,164,55 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Figura 37, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de octubre de 2023 a marzo de 2025, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta variaciones significativas.

Figura 37. Promedio Componente R (\$/kWh)



Fuente: Elaboración DTGE 2025- a partir del formato SUI T7

El componente de Restricciones (R) no se limita exclusivamente a los costos asociados a la generación despachada fuera de mérito económico para resolver congestiones o atender criterios de seguridad operativa del STN. En cumplimiento del marco regulatorio vigente, la CREG ha incorporado dentro de este componente otros conceptos regulados que también hacen parte del Costo de Restricciones del Sistema (CRS) liquidado por el ASIC.

Entre estos conceptos se encuentran mecanismos complementarios diseñados para garantizar la confiabilidad del suministro, tales como la opción del precio de escasez, los ingresos regulados para plantas térmicas respaldadas con Gas Natural Importado (GNI), y otros ajustes definidos en la regulación. Estos cargos, aun cuando no corresponden a restricciones técnicas propiamente dichas, son trasladados al componente R por tratarse de costos sistémicos obligatorios reconocidos en la operación del SIN.

#### 4. TARIFAS APLICADAS

Se relaciona la segmentación de la aplicación de las tarifas:

Tabla 42. Aplicación de Subsidios

Segmento / Usuario	Esquema Tarifario	Subsidios o Contribuciones
Estratos 1 y 2 (residenciales de bajos ingresos)	Tarifa= CU – Subsidio (máximo ajuste según IPC)	No pagan el costo completo: subsidio mayoritario. Tope de ajuste según IPC.
Estrato 3 (residencial)	Tarifa= CU – Subsidio parcial (hasta 15 %)	Subsidio menor que en estratos 1-2.
Estrato 4 (residencial medio)	Tarifa= CU sin subsidio ni contribución	Paga el CU pleno por el servicio.
Estratos 5 y 6 (residenciales, comerciales, industriales)	Tarifa= CU + Contribución ( $\approx 20 \%$ )	Contribuyen al subsidio de estratos bajos mediante el pago adicional.
Mercado no regulado	Libre negociación (precio spot* o contratos mayoristas)	No aplica subsidio o contribución tarifaria establecida por CREG.

\* Es el precio (\$/kWh o \$/MWh), de la energía eléctrica en el mercado mayorista para una hora específica del día, determinado por la oferta y la demanda en tiempo real o en el despacho diario.

\* Es el precio al que los agentes (generadores y comercializadores) compran y venden electricidad en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) para cada hora del día siguiente.

\* Lo determina el Centro Nacional de Despacho (CND), con base en la oferta de generación y la demanda pronosticada.

La tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde, dependiendo del estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución. Como resultado de lo anterior, **los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios por concepto del FSSRI de hasta el 60%, hasta el 50% y del 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS).**

Dicho Consumo de Subsistencia se encuentra definido por la Ley 143 de 1994 como la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Al respecto, mediante Resolución UPME 0355/04, se estableció que para alturas mayores a 1000 m s. n. m el valor del CS será de 130 kWh/mes y para alturas menores a 1000 m s. n. m será de 173 kWh/mes.

El valor del porcentaje aplicado a cada estrato es definido por cada empresa respetando los rangos descritos anteriormente y lo estipulado en la **Resolución CREG 003 de 2021**, y solo hasta el consumo de subsistencia (CS), es decir que, si un usuario con derecho al subsidio consumió en el mes un valor por encima del CS, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se relacionan las tarifas aplicadas promedio para los estratos 1,2 y 3 por los Operadores de Red – Nivel de Tensión- Propiedad de Activos del OR durante el primer trimestre de 2025:

## Estratos Residenciales

Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales

SIGLA	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3
AIRE	504,69	630,86	791,67
CARIBEMAR	464,09	580,12	861,03
CEDENAR	420,51	525,63	813,28
CELSIA COLOMBIA	414,24	517,80	822,19
CENS	418,31	522,89	863,97
CEO	437,69	547,11	861,79
CETSA	379,73	474,64	723,52
CHEC	419,09	523,86	808,57
DISPAC	409,29	511,62	788,94
EBSA	398,49	498,08	820,39
EDEQ	420,68	525,85	846,88
EE PUTUMAYO	379,00	473,75	805,37
EEBP	420,06	525,08	891,17
EEP	419,92	524,89	732,20
ELECTROCAQUETÁ	429,38	536,72	856,65
ELECTROHUILA	419,17	523,96	849,87
EMCALI	388,74	485,93	744,42
EMEVASI	478,15	597,68	898,13
EMSA	74,41	484,18	796,67
ENEL COLOMBIA	373,76	467,20	724,22
ENELAR	407,44	509,30	865,80
ENERCA	394,47	493,08	774,15
ENERGUAVIARE	364,86	456,08	771,44
EPM	388,16	485,20	781,03
ESSA	405,82	507,27	841,79

Fuente: Formato SUI T3 2025

Como se mencionó anteriormente, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4. Se relaciona a continuación la tarifa a aplicada a los usuarios de estrato 4.

## Estratos 4 (CU Pleno)

Tabla 47. Tarifas Aplicadas Estrato 4

SIGLA	Estrato 4
AIRE	931,38
CARIBEMAR	1.012,98
CEDENAR	956,80

SIGLA	Estrato 4
CELSIA COLOMBIA	967,28
CENS	1.016,43
CEO	1.013,86
CETSA	851,20
CHEC	951,26
DISPAC	928,16
EBSA	965,16
EDEQ	996,33
EEP	830,78
ELECTROCAQUETÁ	1.007,82
ELECTROHUILA	999,85
EMCALI	875,79
EMSA	937,25
ENEL COLOMBIA	852,02
ENELAR	1.018,59
ENERCA	910,77
ENERGUA VARIARE	907,58
EPM	865,32
ESSA	990,33
RUITOQUE	879,24

Fuente: Formato SUI T3 2025

Y, finalmente los usuarios de los estratos 5 y 6 (usuarios residenciales de mayores ingresos), así como los usuarios pertenecientes al sector comercial e industrial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio (Art. 89.1 Ley 142 de 1994), con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

### Estratos Comerciales/industriales

Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales

SIGLA	ESTRATO 4
AIRE	1.117,65
CARIBEMAR	1.215,57
CEDENAR	1.148,16
CELSIA COLOMBIA	1.160,73
CENS	1.219,72
CEO	1.216,64
CETSA	1.021,44
CHEC	1.141,51
EBSA	1.158,19
EDEQ	1.195,60
EEP	996,94

SIGLA	ESTRATO 4
ELECTROCAQUETÁ	1.209,39
ELECTROHUILA	1.199,82
EMCALI	1.050,95
EMSA	1.124,70
ENEL COLOMBIA	1.022,42
ENELAR	1.222,31
ENERCA	1.092,92
ENERGUAVIARE	1.089,09
EPM	1.038,39
ESSA	1.188,40
RUITOQUE	1.086,78

Fuente: Formato SUI T3 2025

## 5. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS

La Ley 143 de 1994 definió al usuario no regulado como la persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse usuario no regulado, el mercado no regulado (NR) está conformado por aquellos usuarios cuya demanda máxima contratada es igual o superior a 0,1 MW, o cuyo consumo mensual supera los 55 MWh, de acuerdo con los criterios establecidos en la regulación vigente. Estos usuarios pueden negociar libremente las condiciones comerciales del suministro de energía, incluyendo precios, volumen, duración del contrato y demás parámetros, mediante acuerdos bilaterales con cualquier comercializador del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A diferencia del mercado regulado, las tarifas aplicadas a los UNR no son definidas por la CREG, sino que dependen exclusivamente de los términos pactados entre las partes bajo esquemas de competencia. Esto permite que los precios reflejen señales de mercado, componentes de riesgo, perfil de consumo y condiciones específicas de negociación.

Frente a los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, la Superintendencia vigila que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Para hacer un análisis de las tarifas aplicadas a los usuarios no regulados, la SSPD realizó la revisión de la información reportada en el SUI con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)) se obtiene mediante un cruce del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1. De acuerdo con la definición del campo 17 (TC2).

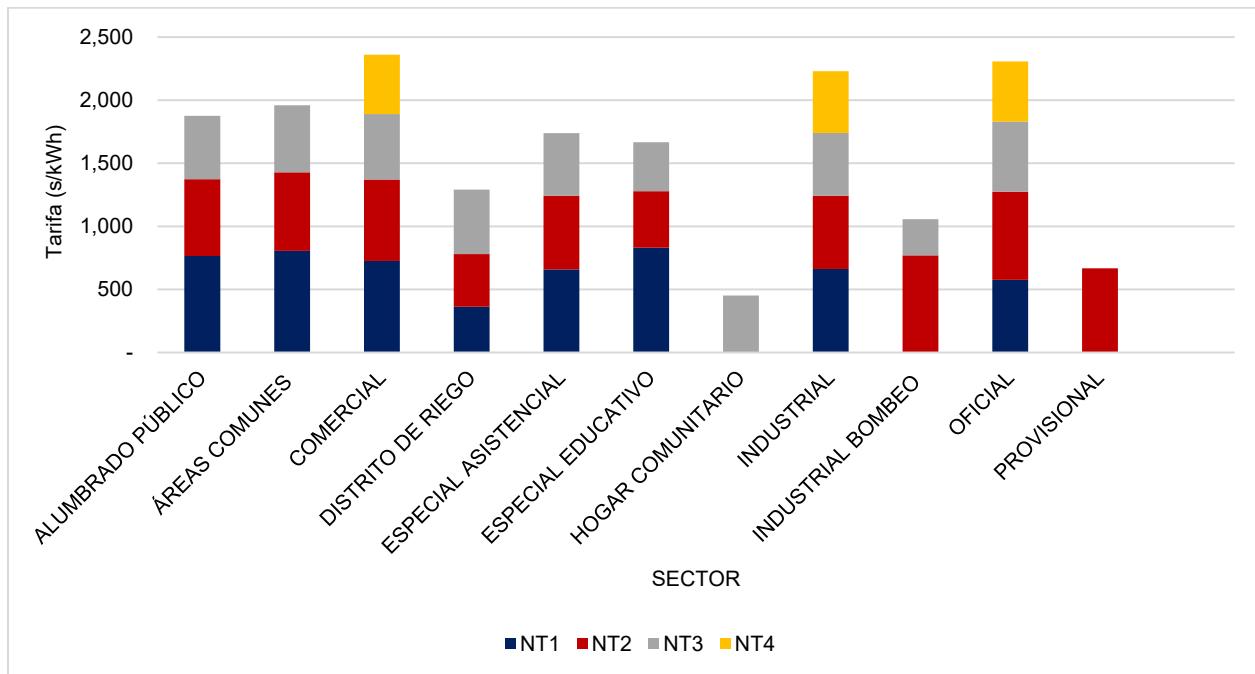
El análisis de la tarifa promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de enero, febrero y marzo de 2025, usando los campos y filtros siguientes:

### Resolución SSPD 12515 de 2021

- Campo 1: NIU
- Campo 5: Tipo de factura
- Campo 12: Tipo de Tarifa
- Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
- Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)
- Campo 45: Tarifa Aplicada (\$/kWh)

Para este primer trimestre 2025, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a Industrial, Comercial, Oficial, Provisional, Alumbrado Público, Industrial Bombeo, Especial Asistencial, Especial Educativo, Áreas Comunes, Distrito de Riego y Hogar comunitario. Lo anterior, teniendo en cuenta que el análisis realizado por la SSPD corresponde a costos de prestación del servicio y no a tarifas de energía eléctrica, estas últimas dependen de la condición especial que presente el usuario.

Figura 37. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Del análisis comparativo se observa una marcada heterogeneidad en los valores totales por sector para los mercados que operan fuera del esquema de Áreas de Distribución (Sin ADD). Esta diferencia responde a la composición y magnitud de los componentes tarifarios NT1–NT4, los cuales representan costos asociados a:

- NT1: Costos del componente de distribución (CD) y parte regulada de comercialización (CRC).
- NT2: Costos de pérdidas reconocidas (PR) e inversión en redes.
- NT3: Costos de restricciones, confiabilidad y componentes específicos según actividad económica.
- NT4: Sobrecostos o cargos adicionales aplicados únicamente a ciertos tipos de usuario según regulación (p. ej., Oficial, Áreas Comunes, Industrial, Comercial).

Este comportamiento permite evidenciar que la variabilidad tarifaria no depende únicamente del consumo, sino de la estructura de costos regulados aplicable a cada categoría. Un hallazgo relevante se registra en el sector Especial Educativo, el cual reporta la tarifa en NT1 más elevada de la muestra (\$831,48), experimentando un descenso drástico del 53% al conectarse en NT3 (\$388,12), lo que evidencia la alta sensibilidad de este sector a los cargos de distribución de baja tensión.

Por otro lado, el sector de Distrito de Riego presenta los costos de entrada más competitivos en NT1 (\$362,79), aunque muestra una progresión creciente inusual hacia NT3 (\$511,72). En contraste, el sector de Industrial Bombeo refleja una eficiencia marcada por el cambio de nivel de tensión, reduciendo su costo desde un NT2 oneroso (\$770,48) hasta el valor más bajo de la muestra en NT3 (\$286,09). El sector Industrial mantiene una estructura más estable, con una tarifa en NT1 de \$662,48 que se optimiza hasta los \$488,50 en NT4.

Finalmente, el sector Oficial presenta una anomalía técnica con un pico de costo en NT2 (\$699,31), superando su propio valor de NT1 (\$575,78), para luego descender progresivamente hasta NT4 (\$476,08). Esta dispersión en los mercados Sin ADD confirma que, ante la ausencia de cargos unificados, las tarifas para usuarios no regulados están fuertemente condicionadas por la infraestructura específica de cada punto de conexión y por componentes de confiabilidad (NT3) que varían significativamente según la actividad económica.

Tabla 49. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	441,00	609,55		
Áreas Comunes	850,12	645,01	485,15	
Comercial	704,99	682,33	572,04	609,75
Especial Asistencial		613,06	495,81	
Especial Educativo		725,96	582,19	
Hogar Comunitario			452,07	
Industrial	690,65	615,43	488,14	509,74
Oficial	594,55	569,60	368,76	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Del análisis comparativo en la ADD Centro se observa una marcada heterogeneidad en los valores tarifarios por sector, lo cual es consistente con la composición y magnitud de los componentes de distribución y pérdidas para cada nivel de tensión. La estructura muestra una tendencia decreciente a medida que aumenta el nivel de tensión (NT1 > NT2 > NT3), lo que refleja la menor utilización de redes de baja tensión y la consecuente reducción en los cargos por uso del Sistema de Distribución Local (SDL).

Nivel de Tensión 1 (NT1): Presenta los costos más elevados, destacándose el sector de Áreas Comunes con 850,12 \$/kWh y el sector Comercial con 704,99 \$/kWh. Esta mayor carga tarifaria responde a la remuneración de los activos de nivel 1 y los mayores índices de pérdidas reconocidas asociados a este nivel.

Niveles de Tensión 2 y 3 (NT2 - NT3): Se evidencia una disminución promedio significativa. En el sector Oficial, por ejemplo, la tarifa se reduce de 594,55 \$/kWh en NT1 a 368,76 \$/kWh en NT3, siendo este último el valor más eficiente registrado en la muestra para esta ADD.

Impacto del Nivel de Tensión 4 (NT4): La presencia de este componente es limitada y se concentra exclusivamente en los sectores Comercial (609,75 \$/kWh) e Industrial (509,74 \$/kWh). El leve incremento observado en estos sectores respecto a sus valores en NT3 se atribuye a cargos específicos por conexión directa al Sistema de Transmisión Regional (STR) o particularidades en la negociación de contratos de largo plazo para grandes consumidores.

La ADD Centro mantiene una estructura tarifaria técnicamente coherente con el marco regulatorio de la CREG. Los sectores de Especial Educativo y Comercial enfrentan los costos de media tensión (NT2) más altos del área, con 725,96 \$/kWh y 682,33 \$/kWh respectivamente. Por su parte, sectores con regímenes o perfiles de consumo específicos como Hogar

Comunitario y Alumbrado Público muestran una participación focalizada en niveles de tensión intermedios, reflejando condiciones operativas y de infraestructura propias de estas actividades en la región central del país.

Tabla 50. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	789,57	599,39		
Áreas Comunes		695,03	504,32	
Comercial	727,88	635,63	515,54	415,90
Especial Asistencial	795,61	637,74		
Especial Educativo		456,90		
Industrial	501,47	437,57	449,41	425,70
Oficial	407,67	645,98	571,04	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

El comportamiento tarifario del mercado no regulado en la ADD Occidente durante el cuarto trimestre de 2024 refleja una estructura de precios alineada con el principio de eficiencia según el nivel de tensión. Se observa una trayectoria descendente en los cargos a medida que la conexión se desplaza a niveles superiores, destacándose el sector Comercial, que registra una reducción tarifaria del 42,8% al transitar de NT1 (\$727,88) a NT4 (\$415,90). Este diferencial responde a la estructura de cargos por uso del Sistema de Distribución Local (SDL) y a la disminución en el reconocimiento de pérdidas técnicas asociadas a los niveles de transporte, tal como lo establece el marco normativo de la CREG para el área.

En términos de competitividad sectorial, el segmento Industrial presenta la tarifa más eficiente en baja tensión (NT1) con un valor de \$501,47, cifra significativamente inferior a los otros sectores reportados en este nivel (como Especial Asistencial con \$795,61). Por otro lado, los datos confirman una anomalía en el sector Oficial, donde el costo en NT1 (\$407,67) es notablemente menor a los registrados en NT2 (\$645,98) y NT3 (\$571,04), fenómeno que suele atribuirse en el mercado no regulado a la vigencia de acuerdos bilaterales de largo plazo. Finalmente, en el nivel de tensión 4, se evidencia una convergencia de precios entre los sectores comercial e industrial hacia un promedio de \$420,8 \$/kWh, consolidando este nivel como el nicho de mayor eficiencia para los grandes consumidores de la región.

Tabla 51. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		624,20		
Áreas Comunes	753,78	563,67	480,85	
Comercial	772,67	641,85	527,79	
Distrito de Riego	362,79	378,09	410,88	
Especial Asistencial	612,58	599,55		
Especial Educativo	831,48	646,77		
Industrial	727,88	636,30	557,27	497,20
Industrial Bombeo			286,09	

Oficial		921,08	546,10	611,80
---------	--	--------	--------	--------

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

El mercado no regulado en la ADD Oriente presenta una estructura de costos heterogénea donde el Nivel de Tensión 1 (NT1) registra los valores más altos, destacando el sector especial educativo con 831,48 \$/kWh y el comercial con 772,67 \$/kWh. En contraste, los niveles de media y alta tensión muestran condiciones más competitivas, con el sector de industrial bombeo reportando el mínimo de 286,09 \$/kWh en NT3. El sector industrial sobresale como el más robusto al participar en todos los niveles (NT1 a NT4) con una curva de costos descendente que alcanza los 497,20 \$/kWh, mientras que el sector oficial mantiene cargos elevados de 921,08 \$/kWh en NT2 y 611,80 \$/kWh en NT4. Por su parte, el distrito de riego permanece estable entre los 362,79 \$/kWh y 410,88 \$/kWh. Estas tendencias confirman que la variabilidad tarifaria en la región no depende solo del consumo, sino de la configuración técnica de los niveles de tensión y la eficiencia en la negociación de contratos bilaterales de generación.

Complementando lo anterior, otros sectores muestran una dispersión moderada que refuerza la tendencia de reducción de costos en niveles de tensión superiores, como el caso de áreas comunes, que inicia en 753,78 \$/kWh para NT1 y desciende hasta los 480,85 \$/kWh en NT3. Por su parte, el sector especial asistencial refleja valores intermedios con 612,58 \$/kWh en el primer nivel y 599,55 \$/kWh en el segundo, mientras que el servicio de alumbrado público se sitúa en 624,20 \$/kWh en NT2. Estos datos adicionales subrayan la importancia de los acuerdos de precios para servicios de carácter asistencial y comunitario en la zona oriente, evidenciando que incluso en sectores con finalidades específicas, la ubicación en la red y el nivel de conexión resultan determinantes para la competitividad del costo final de prestación del servicio.

Tabla 52. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		824,30		
Áreas Comunes			658,59	
Comercial	877,09	677,45	505,92	
Industrial	989,49	791,27	609,16	622,34
Oficial		392,39	386,65	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

El mercado no regulado en la ADD Sur presenta una estructura de costos donde el sector industrial lidera la carga tarifaria regional, registrando 989,49 \$/kWh en el nivel de tensión 1 (NT1) y manteniendo una tendencia hacia la baja en los niveles superiores, con 791,27 \$/kWh en NT2, 609,16 \$/kWh en NT3 y finalizando en 622,34 \$/kWh para el nivel 4 (NT4). Por su parte, el sector comercial evidencia una optimización técnica progresiva al reducir su costo desde los 877,09 \$/kWh en NT1 hasta los 505,92 \$/kWh en el NT3, pasando por 677,45 \$/kWh en el nivel intermedio. Estos datos confirman que en la zona sur la industria asume los costos de infraestructura más elevados de la red, mientras que el segmento comercial logra capturar mayores eficiencias operativas a medida que escala en su nivel de conexión.

Respecto a los servicios de carácter público y comunitario en esta misma área, el alumbrado público reporta un costo de 824,30 \$/kWh en el NT2, situándose notablemente por encima de los promedios comerciales de ese mismo nivel. Las áreas comunes registran un valor de 658,59 \$/kWh en el NT3, mientras que el sector oficial destaca por ser el más económico y estable de la región, con valores de 392,39 \$/kWh en NT2 y 386,65 \$/kWh en NT3. Este panorama tarifario ratifica que la configuración técnica de la red en la ADD Sur ejerce una presión considerable sobre el costo unitario en baja tensión, otorgando al sector oficial las condiciones de suministro más favorables bajo el esquema de negociación no regulada dentro de los niveles de media tensión.

Tabla 53. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	614,80	374,62	502,58	
Áreas Comunes		666,81	526,66	
Comercial	515,82	629,18	450,40	479,13
Distrito de Riego		585,88	662,98	
Especial Asistencial		0,00		
Especial Educativo		0,00	0,00	
Industrial	712,54	595,60	517,20	289,06
Industrial Bombeo		770,48		
Oficial	774,33	627,48	664,28	448,94
Provisional		667,87		

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La categoría Sin ADD presenta una estructura tarifaria marcada por una fuerte diferenciación sectorial y la optimización de costos en los niveles de tensión superiores. El sector oficial registra el valor más alto en el NT1 con 774,33 \$/kWh, seguido por el sector industrial con 712,54 \$/kWh; no obstante, este último demuestra una eficiencia técnica notable al descender hasta los 289,06 \$/kWh en el cuarto nivel de tensión. Por su parte, el sector comercial muestra una dinámica atípica al elevar su costo de 515,82 \$/kWh en NT1 hasta un pico de 629,18 \$/kWh en NT2, antes de estabilizarse en 479,13 \$/kWh para el NT4. Estas variaciones subrayan cómo, ante la falta de un cargo regional unificado, el costo final depende directamente del nivel de conexión y las condiciones específicas pactadas para cada actividad económica.

En cuanto a los servicios complementarios y sectores especiales, el industrial bombeo destaca en el NT2 con el costo más elevado de este nivel (770,48 \$/kWh). El alumbrado público evidencia una reducción significativa al pasar de 614,80 \$/kWh en NT1 a 374,62 \$/kWh en NT2, aunque experimenta un repunte en NT3 situándose en 502,58 \$/kWh. El distrito de riego, por el contrario, muestra presiones al alza entre el segundo y tercer nivel de tensión, escalando de 585,88 \$/kWh a 662,98 \$/kWh. Finalmente, sectores como áreas comunes y provisional mantienen una paridad en el NT2 con costos de 666,81 \$/kWh y 667,87 \$/kWh respectivamente, mientras que los registros para los sectores especiales asistencial y educativo no reportan valores, consolidando un panorama de alta sensibilidad técnica en los mercados independientes.

## 6. ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN

Se relaciona a continuación el estado de reporte de la información antes el SUI para los formatos tarifarios –comerciales durante el periodo de enero, marzo y abril de 2025.

Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC1

TC1. Inventario de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%

Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC2

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUVIARE	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%

Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato TC3

TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%

<b>TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores</b>	<b>CERTIFICADO</b>	<b>PENDIENTE</b>
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%

Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T3

<b>T3. Tarifas Publicadas</b>	<b>ENERO</b>		<b>MARZO</b>		<b>ABRIL</b>	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T3. Tarifas Publicadas	ENERO		MARZO		ABRIL	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T6

T6.Opción Tarifaria	ENERO		MARZO		ABRIL	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE			100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T7

T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	ENERO		MARZO		ABRIL	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	ENERO		MARZO		ABRIL	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T9

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	ENERO		MARZO		ABRIL	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	ENERO		MARZO		ABRIL	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

## 7. GLOSARIO

- **Área de Distribución (ADD):** Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.
- **ASIC:** Entidad encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos y transacciones de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con la Regulación vigente.
- **Comercialización de energía eléctrica:** Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994.
- **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU):** Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.
- **CPROG:** Variable que remunera los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía de un OR. Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j, aplicable en el mes m.
- **CREG:** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es una Unidad Administrativa Especial, con autonomía administrativa, técnica y financiera, sin personería jurídica, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Tiene por objeto regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.
- **DtUN:** Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión n aplicado en el mes m en el ADD a.
- **FOES:** El Fondo de Energía Social – FOES – Creado mediante el artículo 118 de la Ley 812 de 2003, lo definió como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

- **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, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.
- **Mercado de comercialización:** Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.
- **Nivel de Tensión:** Los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:
  - **Nivel 4:** sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
  - **Nivel 3:** sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
  - **Nivel 2:** sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
  - **Nivel 1:** sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- **Operador de Red (OR):** Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio
- **SIN:** Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994. (Fuente: Resolución CREG-042-1999; Art. 1)
- **Sistema de Distribución Local (SDL):** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.
- **Sistema de Transmisión Nacional (STN):** es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.
- **Sistema de Transmisión Regional (STR):** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.
- **Sistema Único de Información (SUI):** El Sistema Único de Información – SUI – es el sistema oficial del sector de servicios públicos domiciliarios del país que recoge, almacena, procesa y publica información reportada por parte de las empresas prestadoras y entidades territoriales.

- **Tarifa de Energía Eléctrica:** Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- **Usuario no regulado:** Para todos los efectos regulatorios, es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.
- **Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

# **BOLETÍN TARIFARIO**

**ENERO A MARZO**

**2025**