Superservicios

Boletín Tarifario de

Energía Eléctrica

Cuarto Trimestre

OCTUBRE A DICIEMBRE I 2025

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



Junio de 2026

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 octubre, noviembre y diciembre de 2025 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

Elaboró:
Luisa Fernanda Rodríguez Pardo

Revisó:
Andrés Felipe Peñaranda Bayona
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó:
Andrés Felipe Peñaranda Bayona
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Omar Camilo López López
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Contenido

INTRODUCCIÓN 7

FUENTES DE INFORMACIÓN 8

FINALIDAD DEL BOLETÍN 10

PERIODO DE ANÁLISIS 10

EMPRESAS ANALIZADAS 10

VARIABLES ANALIZADAS 17

OPERACIÓN ESTADÍSTICA 18

CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN 19

RESUMEN EJECUTIVO 19

CONTEXTO NORMATIVO 23

PANORAMA NACIONAL 26

- Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu) 26
- Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD 26
- Variaciones Específicas por ADD 28

ANÁLISIS POR COMPONENTE 31

- Generación (G) 31
- Segmento C-OR (Comercializadores con Operador de Red) 38
  - Detalles del Comportamiento Trimestral: 40
  - Octubre: Alerta de Ineficiencia en la Compra 49
  - Noviembre: Optimización del Perfil de Compra 49
  - Diciembre: Tendencia al Alza Controlada 49
- Implicaciones Regulatorias y de Riesgo Tarifario 51

a. Coincidencia con la temporada crítica del año 51

b. Límites de Eficiencia de la CREG (Resolución CREG 119 de 2007) 52

Empresas con Reporte en Cero (Presunta No Aplicación) 61

Análisis de Altos Impactos (Valores Máximos) 61

Hallazgos Atípicos y Alertas de Vigilancia 61

Tendencia General del Trimestre (4T 2025) 62

Transmisión (Tm) 62

Distribución (Dt) 66

Comercialización (C) 82

Pérdidas (PR) 97

Restricciones 103

TARIFAS APLICADAS 111

Estratos Residenciales 112

Estratos Comerciales/industriales 114

ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS 116

ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN 123

GLOSARIO 130

Listado 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 13
Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios 13
Tabla 7. Variables Analizadas 17
Tabla 8. Resumen General Operador de Red 19
Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro 21
Tabla 10. Contexto Normativo General 23
Tabla 11. Contexto Normativo por Componente 24
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución 27
Tabla 13. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado 28
Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio 30
Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario 31
Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1 32
Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2 34
Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3 36
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4 38
Tabla 20. Variables Componente de Generación 45
Tabla 21.Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado 49
Tabla 22. Fracción Demanda atendida Qc y Qb 51
Tabla 23. Valores G Transitorio ($/kWh) 4T 2025 60
Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 4T 2025 64
Tabla 25. Áreas de Distribución 68
Tabla 26. Operadores de Red y mercados 69
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD 70
Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte 79
Tabla 29.Detalle del cálculo cargos CD4 Sur 81
Tabla 30. Variación Componente C 3T vs 3T 83
Tabla 31. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1 87
Tabla 32. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2 89
Tabla 33. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3 91

Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4 93
Tabla 35. Listado de Comercializadores acogidos al COT..... 95
Tabla 36. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT..... 95
Tabla 37. Valores promedio COT 4T 2025 96
Tabla 38. Variación Componente Pérdidas 3T 2025 vs 4T 2025 98
Tabla 39. Comportamiento Componente Pérdidas 4T 2025..... 100
Tabla 40.Valores CPROG 4T 2025..... 102
Tabla 41. Variación Componente Restricciones 3T 2025 vs 4T 2025..... 105
Tabla 42. Aplicación de Subsidios 111
Tabla 43. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales 112
Tabla 44. Tarifas Aplicadas Estrato 4 113
Tabla 45. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales 114
Tabla 46. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión..... 118
Tabla 47. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión 119
Tabla 48. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión..... 120
Tabla 49. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión..... 121
Tabla 50. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión 122
Tabla 51. Estado Reporte de la Información Formato TC1 123
Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC2 124
Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC3 126
Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato T3..... 127
Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T6..... 127
Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T7..... 128
Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T9..... 129

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 octubre, noviembre y diciembre 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.

Conforme a la estructura y contenidos establecidos en los formatos tarifarios del Sistema Único de Información (SUI) y a lo dispuesto en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, la información detallada que sustenta el presente análisis —incluyendo las tarifas promedio por mercado, los Costos Unitarios para el mercado no regulado desagregados por nivel de tensión y Área de Distribución (ADD), así como el listado actualizado de empresas con formatos habilitados— se encuentra disponible para consulta y validación en los registros administrativos oficiales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Dicha información constituye la base de datos certificada que permite la trazabilidad, consistencia y auditoría de los resultados y conclusiones expuestos en este Boletín Tarifario.

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 **octubre, noviembre y diciembre 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 2025, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes fuentes como XM,, 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 **octubre, noviembre y diciembre de 2025**, certificada por los prestadores en el SUI.

Tabla 1. Fuente de la Información

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T3. Tarifas Publicadas **Formato T4.** Actualización Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador. Se aplican los filtros: por mercado, cargo horario, estrato/sector.
Formato T6. 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.
Formato T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR **Formato T8.** 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: • Campo 3 «Gm», • Campo 4 «Tm», • Campo 5 «Pmm», • Campo 6 «Dnm», • Campo 7 «Cvm», • Campo 8 «Rm» • Campo 9 «CUvm» Filtrando por mercado y NT y PROP
Formato T9. 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.
Formato T10. 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.
Formato T11. 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.

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T12. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por ADD.
Formato T13. 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.
Formato TC1. Caracterización de Usuarios **Formato TC2.** Facturación a 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. Se extrae información relacionada con número de suscriptores y consumo de energía para usuarios regulados y no regulados.
Formato CS1. 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	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) IPC https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc IPP https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp TRM https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm Esta información se encuentra integrada en los cálculos y análisis de los componentes que tienen una afectación directa.
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 octubre, noviembre y diciembre 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 **octubre, noviembre y diciembre 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.º20171000204125 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 marzo de 2026.**

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 **octubre, noviembre y diciembre 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 usurarios 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 con el 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	524	ESSA	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	SANTANDER
2	536	CELSIA COLOMBIA	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
3	536	CELSIA COLOMBIA	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	TOLIMA
4	536	CELSIA COLOMBIA	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA
5	564	EPM	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	ANTIOQUIA
6	564	EPM	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
7	564	EPM	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
8	564	EPM	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	TOLIMA

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
9	564	EPM	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	VALLE DEL CAUCA
10	597	ENEL COLOMBIA	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
11	2438	EMCALI	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.S.P.	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
12	48305	CARIBEMAR	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	CARIBE MAR
13	48307	AIRE	AIR-E S.A.S. E.S.P.	CARIBE SOL
14	48307	AIRE	AIR-E S.A.S. E.S.P.	CARTAGO
15	48307	AIRE	AIR-E S.A.S. E.S.P.	PEREIRA

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
16	500	EBSA	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	BOYACÁ
17	502	CHEC	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	CALDAS
18	520	CEDENAR	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P	NARIÑO
19	523	EDEQ	EMPRESA DE ENERGÍA DE QUINDÍO S.A. E.S.P	QUINDÍO
20	600	EMSA	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	META
21	604	CENS	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	NORTE DE SANTANDER
22	1014	ELECTROHUILA	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P	HUILA
23	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	CALDAS
24	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	CARIBE SOL
25	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	CARTAGO
26	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	PEREIRA
27	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA
28	23442	CEO	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE E.S.P.	CAUCA

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
29	599	ENELAR	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	ARAUCA
30	637	CETSA	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	TOLIMA
31	637	CETSA	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	TULUÁ
32	637	CETSA	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA
33	1032	ELECTROCAQUETÁ	ELECTRIFICADORA DE CAQUETÁ S.A. E.S.P.	CAQUETÁ
34	3226	DISPAC	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	CHOCÓ
35	3370	ENERCA	EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.	CASANARE

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
36	694	EMEESA	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P	CAUCA
37	694	EMEESA	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P	POPAYÁN - PURACE
38	694	EMEESA	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P	TULUÁ
39	694	EMEESA	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P	VALLE DEL CAUCA
40	1737	RUITOQUE	RUITOQUE S.A. E.S.P.	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
41	1737	RUITOQUE	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CARIBE MAR
42	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	HUILA
43	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	META
44	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	NARIÑO
45	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	NORTE DE SANTANDER
46	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	QUINDÍO
47	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	SANTANDER
48	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	TOLIMA
49	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	TULUÁ
50	2322	VATIA	GENERCAUCA - VATIA	VALLE DEL CAUCA

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
51	2371	EEBP	EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO
52	3076	ENERGUAVIARE	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE E.S.P.	GUAVIARE
53	3372	ASC INGENIERIA	A.S.C. INGENIERÍA SOCIEDAD ANÓNIMA E.S.P.	NARIÑO
54	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ANTIOQUIA
55	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CARIBE SOL
56	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CARTAGO
57	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CAUCA
58	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	HUILA
59	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	META
60	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	NARIÑO
61	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	PEREIRA
62	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	QUINDÍO
63	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SANTANDER
64	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	TOLIMA
65	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	TULUÁ
66	20437	ENERTOTAL	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA
67	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	ANTIOQUIA
68	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
69	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	BOYACÁ
70	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CALDAS
71	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
72	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CAQUETÁ
73	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CARIBE MAR
74	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CARIBE SOL
75	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CASANARE
76	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	CAUCA
77	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	HUILA
78	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	META
79	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	NARIÑO
80	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	PEREIRA
81	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	TOLIMA
82	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	TULUÁ
83	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	VALLE DEL CAUCA
84	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	ANTIOQUIA
85	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	ARAUCA
86	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
87	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	BOYACÁ
88	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CALDAS
89	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
90	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CAQUETÁ
91	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CARIBE MAR
92	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CARIBE SOL
93	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CARTAGO
94	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CASANARE
95	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	CAUCA
96	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	HUILA
97	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	META
98	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	NARIÑO
99	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	NORTE DE SANTANDER
100	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	PEREIRA
101	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	QUINDÍO
102	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	RUITOQUE
103	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	SANTANDER
104	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	TOLIMA
105	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	TULUÁ
106	27691	QI ENERGY	QI ENERGY	VALLE DEL CAUCA
107	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	ANTIOQUIA
108	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
109	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	CALDAS
110	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
111	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	CARIBE MAR
112	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	CARIBE SOL
113	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	CARTAGO
114	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	PEREIRA
115	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	QUINDÍO
116	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	SANTANDER
117	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	TULUÁ
118	59850	ENERBIT	ENERBIT SAS ESP	VALLE DEL CAUCA
119	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	ANTIOQUIA
120	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	BOYACÁ
121	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	CALDAS
122	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
123	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	CARIBE MAR

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
124	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	CARIBE SOL
125	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	CASANARE
126	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	HUILA
127	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	META
128	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	NARIÑO
129	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	NORTE DE SANTANDER
130	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	PEREIRA
131	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	QUINDÍO
132	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	RUITOQUE
133	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	SANTANDER
134	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	TOLIMA
135	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	TULUÁ
136	62071	Enel X Colombia	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	VALLE DEL CAUCA
137	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	ANTIOQUIA
138	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
139	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	BOYACÁ
140	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	CALDAS
141	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
142	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	CARIBE MAR
143	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	HUILA
144	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	META
145	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	NARIÑO
146	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	NORTE DE SANTANDER
147	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	PEREIRA
148	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	QUINDÍO
149	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	SANTANDER
150	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	TOLIMA
151	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	TULUÁ
152	62371	BIA ENERGY	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA

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 octubre, noviembre y diciembre 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. **T7** (Campo Gm) Formato SUI **T9** (variables Gm, Pc, Pb, Qb, α, W1). Formato SUI **T10** Formato SUI **T11** Información XM (precios bolsa, demanda, contratos bilaterales, etc.).
Componente de Transmisión	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión ($/kWh) para el mes m.	Formato **T7** del SUI (Campo Tm). Información XM (liquidaciones LAC-STN).
Componente de Distribución	Costo por uso de sistemas de distribución ($/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 **T7, T11, T12 y CS1** del SUI. Datos de ADD y operadores de red. Resolución **CREG 015 de 2018** (cargos por uso).

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
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 $/kWh.	Formatos SUI **T7** Formato SUI **T9** Formato SUI **T10**
Componente de Perdidas	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía ($/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j	Formatos SUI **T7** Formato SUI **T11** Formato SUI **T12** del SUI. Datos XM (flujos de energía y balance). Resolución **CREG 015 de 2018** y **131 de 2020**.
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 **T7** Formato SUI **T11** 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 **T3**

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**[1] 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

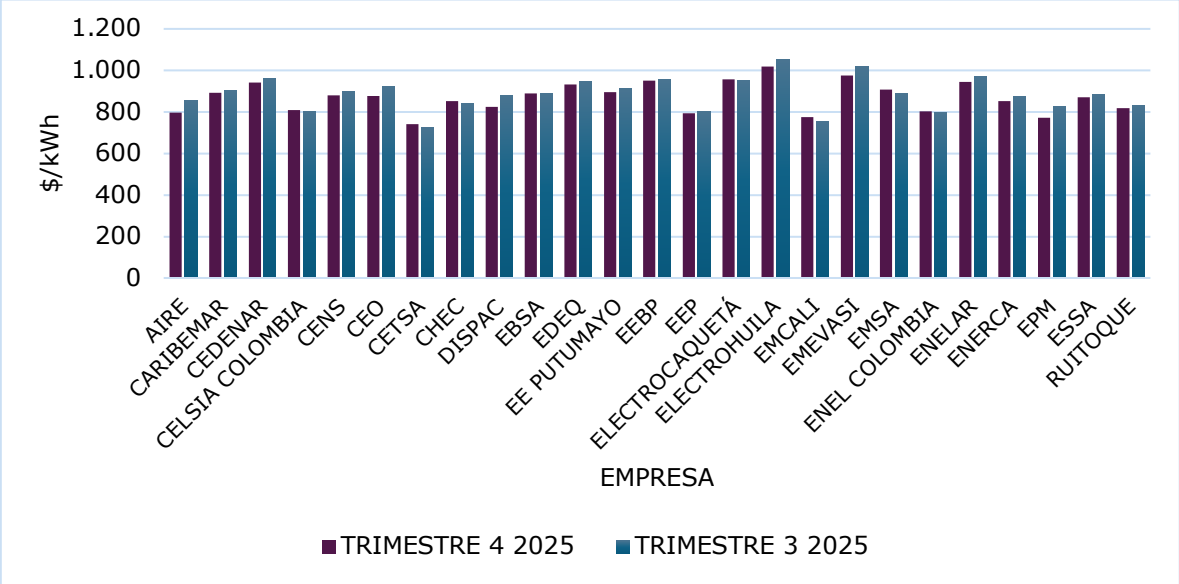
C-OR	TRIMESTRE 3 2025	TRIMESTRE 4 2025	% VARIACIÓN
Promedio CU ($/kWh)	851,62	837,08	-1,7%
CU mayor	1053,27	1018,35	-3,3%
CU menor	728,57	739,80	1,5%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Durante el cuarto trimestre de 2025, el CU promedio nacional para los Operadores de Red (C-OR) presentó una reducción del 1,6%, situándose en 837,45 $/kWh. El CU mayor registrado bajó un 2,8% hasta los 1.018,35 $/kWh, mientras que el CU menor experimentó un ligero incremento del 1,5%, cerrando en 739,80 $/kWh. Esta dinámica sugiere una estabilización en los costos máximos del sistema.

[1] 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

Figura 1. Promedio CU Operador de Red Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE



Durante el paso del 3T al 4T de 2025, se observa una **tendencia general a la baja o estabilización** en la mayoría de los mercados analizados. Este comportamiento refleja una gestión de los componentes variables de la tarifa (Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Pérdidas y Restricciones) orientada a la mitigación de costos en el cierre del año.

Comportamiento de los Valores Extremos

Se evidencia una **contracción en el rango de dispersión** de las tarifas a nivel nacional:

- **CU Máximo:** El valor más alto registrado en el sistema disminuyó de **1.053.27 $/kWh** (ELECTROHUILA) a **1.018,35 $/kWh** (ELECTROHUILA), lo que representa una reducción del **-3.3%** en el techo tarifario.
- **CU Mínimo:** Por el contrario, el costo unitario más bajo del país presentó un ligero incremento del **1,5%**, pasando de **728,57 $/kWh** (CETSA) a **739,80 $/kWh** (CETSA).

Esta dinámica de convergencia sugiere que, mientras los mercados más costosos lograron reducciones importantes, los mercados con tarifas más bajas experimentaron presiones al alza que los acercaron al promedio nacional de **837,08 $/kWh**.

Variaciones Significativas por Agente

El análisis detallado por empresa revela reducciones de gran impacto y algunos incrementos puntuales:

- **Reducciones Destacadas:** Sobresalen las disminuciones del **7,0%** en **AIRE** y **EPM**, siendo los agentes con mayor reducción porcentual en el trimestre. También se registran bajas importantes en **EMEVASI (-4,7%)**, **DISPAC (-4,4%)** y **ELECTROHUILA (-2,8%)**.
- **Incrementos Notorios:** En contraste con la tendencia general, algunos mercados mostraron aumentos, destacándose **EMCALI (+2,5%)**, **CEO (+1,8%)**, **EMSA (+1,8%)** y **CETSA (+1,5%)**.
- **Estabilidad:** Grandes operadores como **ENEL COLOMBIA (+0,1%)** y **CELSIA COLOMBIA (+0,6%)** mantuvieron una alta estabilidad en sus tarifas, reflejando una gestión eficiente de sus contratos y exposición al mercado.

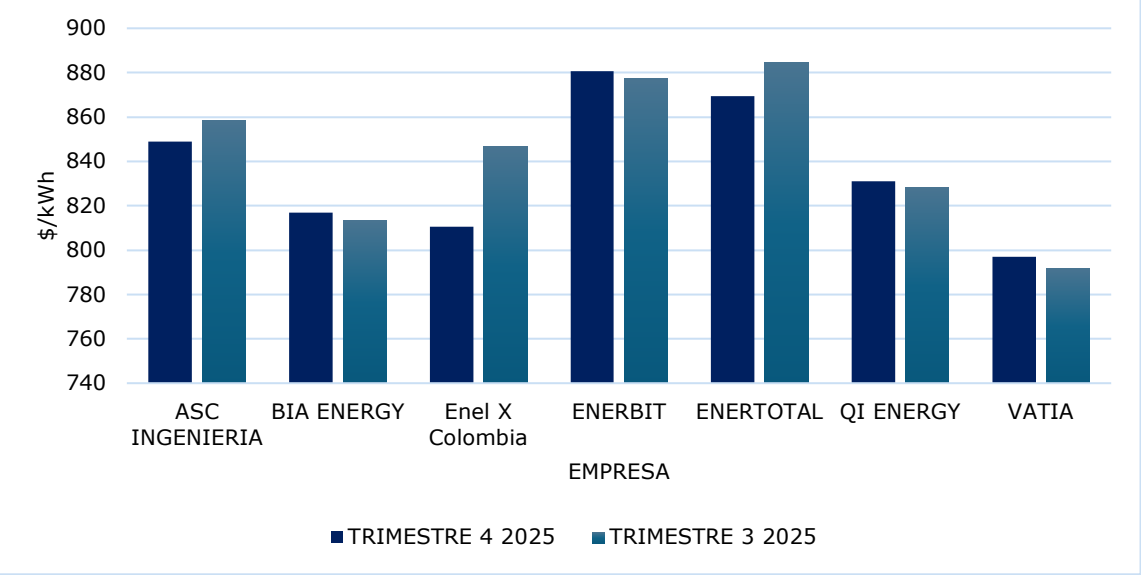
Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro

C-PURO	TRIMESTRE 3 2025	TRIMESTRE 4 2025	% VARIACION
Promedio CU ($/kWh)	829,63	828,27	-0,2%
CU mayor	884,62	880,64	-0,4%
CU menor	792,00	797,05	0,6%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Los comercializadores puros reflejaron una tendencia descendente similar, con una variación del -1,1% en el promedio trimestral, alcanzando los 828,03 $/kWh. El rango de dispersión se contrajo, con una reducción del 0,4% en el costo máximo y un ajuste del 0,6% en el mínimo.

Figufigurara 2. Promedio Cu Comercializador Puro



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

Durante la transición del 3T al 4T de 2025, el CU promedio para los comercializadores puros experimentó una reducción moderada del **1,1%**, pasando de **829.63 $/kWh** a **828.27 $/kWh**. Este comportamiento refleja una tendencia a la baja en el costo agregado del servicio para este segmento, alineada con la dinámica observada en los Operadores de Red, aunque con una magnitud de variación ligeramente menor.

Comportamiento de los Valores Extremos y Dispersión

Se observa una notable **convergencia en los valores tarifarios**, evidenciada por la contracción en el rango de dispersión entre los agentes:

- **CU Mayor:** El valor máximo registrado en el grupo disminuyó de **884,62 $/kWh** (reportado por ENERTOTAL en 3T) a **880,64 $/kWh** (reportado por ENERBIT en 4T), lo que representa una reducción del **0,4%** en el techo tarifario del segmento.

- **CU Menor:** Por el contrario, el costo unitario mínimo presentó un ligero incremento del **0,6%**, pasando de **792,00 $/kWh** a **797,05 $/kWh**, manteniendo a **VATIA** como el agente con la tarifa más baja en ambos periodos.

Esta evolución indica que, si bien el costo promedio disminuyó, las tarifas entre los diferentes comercializadores puros tienden a homogeneizarse, reduciendo las brechas competitivas de precio al cierre del año.

Variaciones Significativas por Agente

El análisis detallado por empresa muestra comportamientos heterogéneos:

- **Reducciones Destacadas:** El descenso más notorio se presenta en **Enel X Colombia**, cuyo CU bajó de **846,97 $/kWh** a **810,53 $/kWh**. Asimismo, **ENERTOTAL** registró una reducción importante al pasar de **884,62 $/kWh** a **869,45 $/kWh**, dejando de ser el agente con el CU más alto del grupo.

- **Incrementos Leves:** En contraste, agentes como **BIA ENERGY, QI ENERGY** y **VATIA** reportaron incrementos marginales en sus costos unitarios, los cuales no superaron el **1%**, reflejando una alta estabilidad en sus estructuras de costos.

- **Estabilidad en el Rango Medio:** Empresas como **ASC INGENIERÍA** mantuvieron una tendencia decreciente constante, situándose cerca del promedio del grupo.

CONTEXTO NORMATIVO

Tabla 10. Contexto Normativo General

LEY/RESOLUCIÓN	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Ley 142 de 1994	Establece el régimen de servicios públicos domiciliarios. Establece los **principios estructurales y permanentes** 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 **fórmulas y variables tarifarias** 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 julio 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
Generación: Gm,i,j	Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 101 002 de 2022.	Costo de compra de energía ($/kWh) para el mes m, del comercializador minorista	Costo de compra de energía en bolsa o por medio de contratos a largo plazo.	Contratos: Indexación por medio de IPP (Índice de Precios al Productor) Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las condiciones del mercado
Transmisión: *Tm*	Resolución CREG 011 de 2009	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN) ($/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 *transporte* 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: *Dn,m*	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 *transportar* 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	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
			través de un cargo unificado denominado DtUN.	
Comercialización*: Cvm,i,j*	Resoluciones CREG 180, modificada por la Resolución CREG 019 de 2018 y resolución CREG 191 de 2014	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista. ($/kWh)	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones, pagos al administrador del mercado.	La actualización se realiza con el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Varía mensualmente.
Restricciones: Rm,i	Resolución CREG 119 de 2007	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. ($/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.
Pérdidas: PRn,m,i,j	Resolución CREG 119 de 20017 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.

PANORAMA NACIONAL

El análisis del comportamiento tarifario correspondiente a los meses de **octubre, noviembre y diciembre 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[2] 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.

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[3].

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**.

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)**[4], con base en la información reportada en el Formato SUI T7. A 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

[2] 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.
[3] 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.
[3] 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.
[4] Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1kV

mediante la administración de la red de distribución y la atención directa de usuarios en sus áreas de influencia.

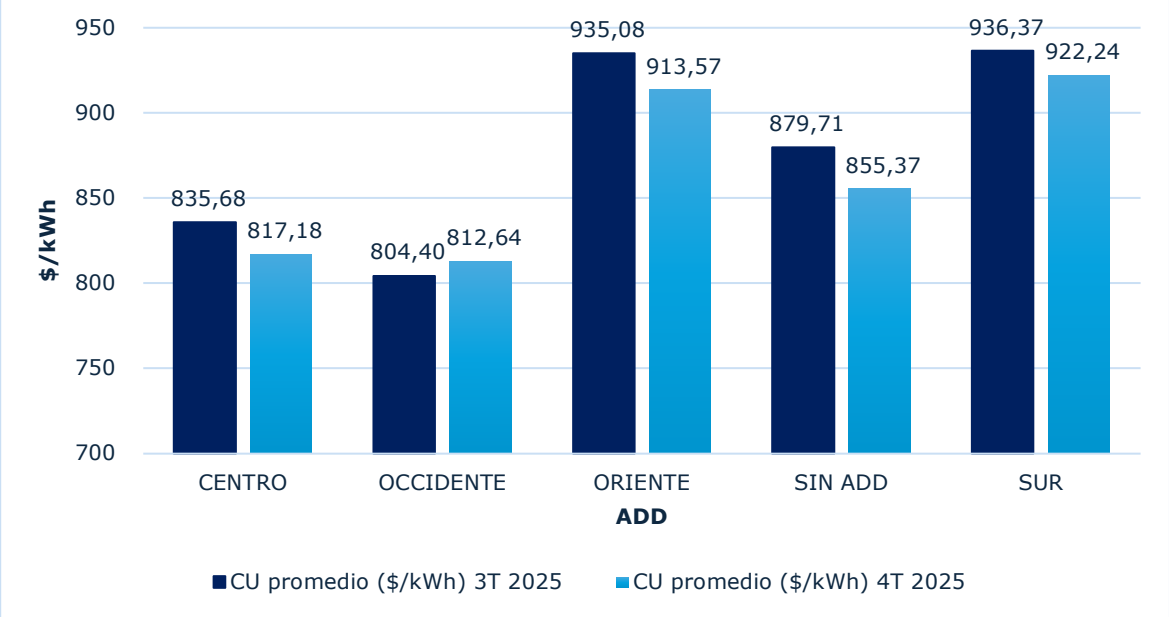
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución

CU promedio ($/kWh)			
ADD	*3T 2025*	*4T 2025*	**Variación trimestral (%)**
CENTRO	835,68	817,18	-2,21%
OCCIDENTE	804,40	812,64	1,03%
ORIENTE	935,08	913,57	-2,30%
SIN ADD	879,71	855,37	-2,77%
SUR	936,37	922,24	-1,51%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Se registró una reducción generalizada del CU en todas las ADD. La disminución más significativa ocurrió en el segmento Sin ADD con un -2,77%, seguida por la ADD Oriente con un -2.30%. A pesar de los descensos, la ADD Sur continúa siendo la más costosa (922.24 $/kWh), frente a la ADD Occidente que registra el menor costo promedio (812.64 $/kWh).

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



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Se observa una **reducción generalizada del CU promedio** en todas las Áreas de Distribución (ADD) del país al cierre del año 2025. Esta tendencia a la baja indica una mitigación de las presiones en los componentes que integran la tarifa, como el costo de generación y las restricciones del sistema.

Variaciones Específicas por ADD

De acuerdo con los datos presentados en el gráfico y la información técnica de soporte:

- **SIN ADD:** Registró la disminución más significativa del país, con una caída del **2.77%**, pasando de 879.71 $/kWh a 855.37 $/kWh. Esta reducción sugiere una mejora sustancial en la eficiencia de los mercados no agrupados en un ADD formal o ajustes favorables en sus cargos de distribución local.
- **ORIENTE:** Presentó una reducción del **2.30%**, situándose en 913.57 $/kWh para el 4T.
- **SUR:** Aunque experimentó una baja del -1.51%, continúa siendo la región con el **CU promedio más elevado del país**, cerrando el trimestre en 922.24 $/kWh.
- **OCCIDENTE y CENTRO:** Mostraron reducciones moderadas del **1.03%** y **-2.21%** respectivamente. El ADD Occidente se mantiene como la zona con el costo más competitivo dentro de las áreas formalmente constituidas, con un valor de 812.64 $/kWh.
-

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

ADD	NOMBRE MERCADO	TRIMESTRE 3 2025	TRIMESTRE 4 2025	VARIACION
CENTRO	ANTIOQUIA	875,89	856,05	-0,02
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	823,97	802,83	-0,03
	CALDAS	861,59	862,22	0,00
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	741,61	720,57	-0,03
	CARIBE MAR	795,35	783,99	-0,01
	CARIBE SOL	714,12	698,41	-0,02
	CARTAGO	803,03	802,56	-0,00
	CASANARE	834,12	790,64	-0,05
	META	798,87	786,22	-0,02
	NORTE DE SANTANDER	874,62	859,06	-0,02
	PEREIRA	808,23	815,86	0,01
	QUINDÍO	885,05	860,92	-0,03

	RUITOQUE	936,72	922,08	-0,02
	SANTANDER	881,10	865,04	-0,02
	TOLIMA	1.016,91		-1,00
	VALLE DEL CAUCA	815,48	792,34	-0,03
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	0	883,81	-100%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	0	817,41	-100%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	716,01	737,58	0,03
	CARIBE MAR	0	924,18	-100%
	CARIBE SOL	0	790,20	-100%
	CAUCA	923,81	940,20	0,02
	NARIÑO	959,89	940,05	-0,02
	TOLIMA	825,95	840,15	0,02
	TULUÁ	747,36	757,86	0,01
	VALLE DEL CAUCA	762,29	760,60	-0,00
ORIENTE	ARAUCA	970,64	944,62	-0,03
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	800,84	802,04	0,00
	BOYACÁ	889,26	890,23	0,00
	HUILA	1.053,27	1.018,35	-0,03
SIN ADD	CARIBE MAR	906,38	893,57	-0,01
	CHOCÓ	881,75	824,48	-0,06
SUR	BAJO PUTUMAYO	958,63	950,20	-0,01
	CAQUETÁ	950,27	955,39	0,01
	CASANARE	875,44	851,14	-0,03

	META	890,82	907,25	0,02
	PUTUMAYO	914,26	895,32	-0,02
	SIBUNDOY	1.021,71	974,15	-0,05

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El análisis por mercado evidencia heterogeneidad operativa: mientras Tolima bajó un 4% y Casanare un 5%, mercados como Cauca subieron un 2%. Estas variaciones reflejan el impacto diferenciado de los componentes locales de distribución y pérdidas en cada geografía.

Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio

Mercado	CU $/kWh	CU promedio nacional ($/kWh)	Variación % respecto al promedio general
HUILA	1.018,35	837,08	22%
SIBUNDOY	974,15		16%
CAQUETÁ	955,39		14%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

- **Liderazgo en Costos Elevados:** El mercado del **Huila** se mantiene como el de mayor Costo Unitario (CU) en el país con **1.018,35 $/kWh**, situándose un **22% por encima** del promedio nacional de 837,45 $/kWh. A pesar de esta posición, logró una reducción respecto a los 1.053,27 $/kWh registrados en el trimestre anterior.
- **Mercados de la Amazonía y Sur: Sibundoy** ocupa el segundo lugar con un costo de **974,15 $/kWh** (16% sobre el promedio), seguido por **Caquetá** con **955,39 $/kWh** (14% sobre el promedio). Es notable el ingreso de Caquetá a este grupo de costos máximos, desplazando a mercados como Arauca que figuraba en el 3T.
- **Brecha Tarifaria:** Los datos reflejan una brecha significativa de eficiencia; mientras el promedio nacional descendió a **837,45 $/kWh**, estos tres mercados continúan enfrentando costos considerablemente más altos debido a factores estructurales como la dispersión geográfica de sus usuarios y la configuración de sus redes de distribución.
- **Tendencia a la Convergencia:** Aunque estos mercados presentan los CU más altos, la comparación con el trimestre anterior (donde el máximo era de 1.053,27 $/kWh) muestra una **contracción del techo tarifario nacional**, sugiriendo un alivio relativo en las zonas con mayores dificultades operativas.

Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario

Mercado	CU $/kWh	CU promedio nacional ($/kWh)	Variación % respecto al promedio general
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	737,58	837,08	-12%
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	720,57		-14%
CARIBE SOL	698,41		-17%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

- **Liderazgo en Eficiencia:** El mercado de **CARIBE SOL** se consolida como el de menor Costo Unitario (CU) en el país con **698.41 $/kWh**, situándose un **17% por debajo** del promedio nacional de **837,08 $/kWh**.
- **Zona de Occidente:** El mercado de **CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA** ocupa el segundo lugar con un costo de **732,58 $/kWh** (12% por debajo del promedio), seguido por **TULUÁ** con **720.57 $/kWh** (14% por debajo del promedio).
- **Ventaja Competitiva:** Estos tres mercados presentan una ventaja competitiva significativa frente al resto del país, logrando costos que están entre **79 y 126 $/kWh por debajo de la media nacional**.

ANÁLISIS POR COMPONENTE

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, mientas 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

La tabla muestra la evolución del componente de Generación (G) para los grandes comercializadores (Grupo 1) entre el tercer trimestre de 2025 y el segundo trimestre de 2025. Se observan tendencias divergentes entre los agentes.

Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1

SIGLA	MERCADO	TRIMESTRE 3 2025	Trimestre 4 20252	Variación trimestral (%)
AIRE	CARIBE SOL	387,76	319,46	-17,61%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	281,18	289,83	3,08%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	251,96	271,85	7,89%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	254,74	274,45	7,74%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	253,73	273,50	7,79%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	282,74	308,89	9,25%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	283,74	290,16	2,26%
EPM	ANTIOQUIA	299,93	301,13	0,40%
EPM	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	302,47	301,78	-0,23%
EPM	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	303,42	302,81	-0,20%
EPM	TOLIMA	307,69	0,00	-100,00%
EPM	VALLE DEL CAUCA	302,20	301,95	-0,08%
ESSA	SANTANDER	278,57	296,81	6,55%

Fuente: Formato SUI T7, Cálculos DTGE 2025

Tendencia Mixta en Grandes Agentes: El grupo muestra una alta variabilidad en el componente de Generación (**G**), el cual representa el costo de adquisición de energía en bolsa y contratos bilaterales.

Mientras algunos agentes lograron reducciones significativas, otros enfrentaron presiones alcistas derivadas de la indexación de contratos y las condiciones del mercado mayorista.

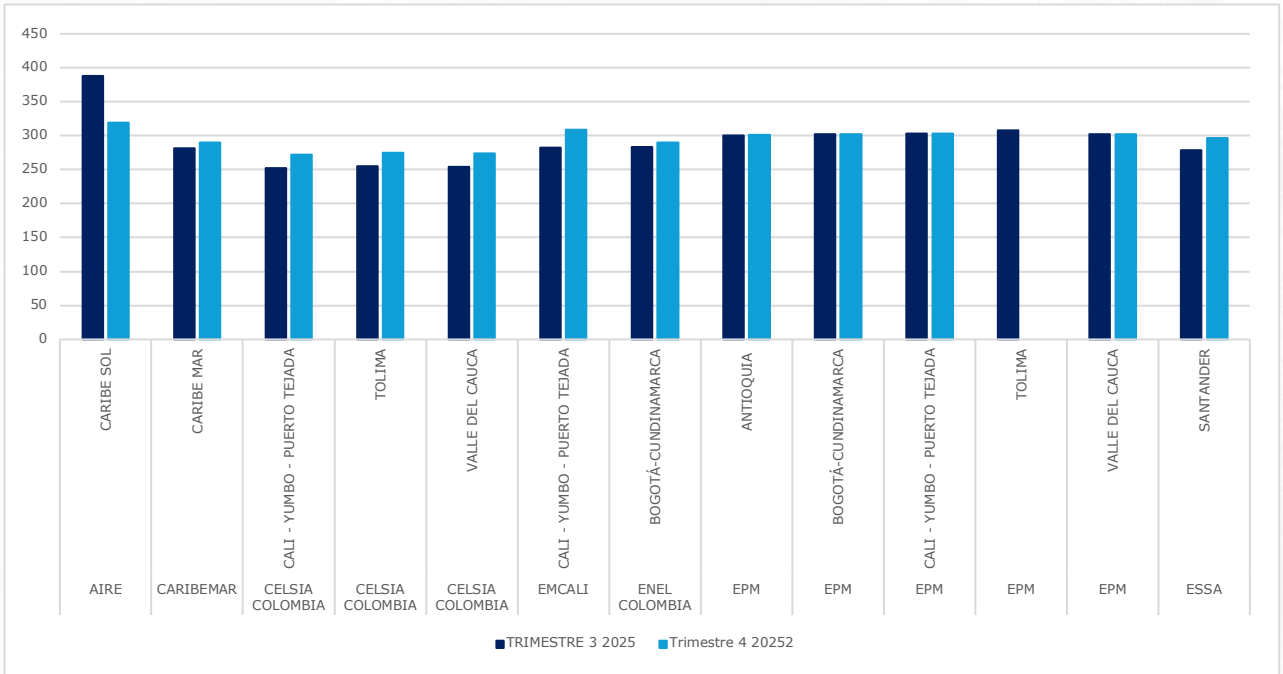
Reducción Significativa en AIRE: Se destaca la disminución del **17,61%** en el mercado de **Caribe Sol (AIRE)**, pasando de **387,76 $/kWh** a **319,46 $/kWh**. Este descenso sugiere una gestión eficiente de su portafolio de compras o una reducción drástica en la exposición a precios de bolsa, los cuales mostraron una tendencia a la baja en el componente promedio de los comercializadores hacia diciembre.

Incrementos por Indexación y Mercado: Agentes como **ENEL COLOMBIA** registraron un aumento del **2.26%** en Bogotá-Cundinamarca, situándose en 290.16 **$/kWh**. De igual forma, **CELSIA COLOMBIA** y **EMCALI** presentaron incrementos de entre el 7.89**%** y el 9.25**%** en sus respectivos mercados. Estas variaciones suelen estar asociadas a la indexación de contratos de largo plazo mediante el Índice de Precios al Productor (**IPP**) o a compras en franjas horarias con precios elevados en el Mercado de Energía Mayorista (**MEM**).

Estabilidad en EPM : Mercados como Antioquia (EPM) mostraron una alta estabilidad, con variaciones leves del **0.40%**, lo que refleja una estructura contractual robusta y diversificada que minimiza la volatilidad trimestral.

Omisión de Reporte Técnica: El valor de **0,00 $/kWh** reportado para **EPM en el Valle del Cauca** y su correspondiente variación del **-100%** no representan un valor real de mercado, sino que técnicamente deben interpretarse como una **omisión o falta de reporte de información** por parte del prestador ante el Sistema Único de Información (**SUI**) para dicho periodo específico.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

AIRE (Caribe Sol): Se observa visualmente la reducción más significativa del grupo. La barra del 4T es notablemente inferior a la del 3T, reflejando la caída del **17,61%** mencionada en los registros estadísticos. Esta disminución blinda al mercado de Caribe Sol frente a los incrementos observados en otros componentes del Costo Unitario.

Incrementos en Celsia, Emcali y Enel: Las gráficas muestran un crecimiento moderado pero constante en las barras de estos agentes para el cierre de año. El incremento más visible corresponde a **ENEL COLOMBIA (+9,25%)**, seguido por las alzas en los mercados de **CELSIA** y **EMCALI** (entre 3% y 8%). Estos movimientos suelen estar vinculados a la liquidación de contratos bilaterales indexados al IPP y a una mayor exposición marginal al precio de bolsa en horas de alta demanda.

Estabilidad Estructural (EPM y ESSA): Los mercados atendidos por **ESSA** y la mayoría de los mercados de **EPM** (Bogotá, Cali, Tolima) muestran una paridad casi total entre las barras de ambos trimestres. Esta estabilidad es indicativa de una estrategia de contratación robusta que minimiza la volatilidad trasladada al usuario final mediante la variable **Pc** (costo promedio de contratos).

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

La tabla 17 presenta la variación del componente de Generación (G) para el Grupo 2 de comercializadores, evidenciando un comportamiento mixto con tendencia a la reducción.

Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2

SIGLA	MERCADO	TRIMESTRE 3 2025	Trimestre 4 20252	Variación trimestral (%)
CEDENAR	NARIÑO	312,10	311,53	-0,18%
CENS	NORTE DE SANTANDER	278,08	290,07	4,31%
CEO	ANTIOQUIA	0,00	304,72	-100,00%
CEO	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	0,00	304,72	-100,00%
CEO	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	0,00	304,72	-100,00%
CEO	CARIBE MAR	0,00	304,72	-100,00%
CEO	CARIBE SOL	0,00	304,72	-100,00%
CEO	CAUCA	295,27	323,69	9,63%
CHEC	CALDAS	282,40	299,29	5,98%
CHEC	PEREIRA	285,46	300,32	5,21%
EBSA	BOYACÁ	274,74	290,81	5,85%
EDEQ	QUINDÍO	292,78	302,99	3,48%
EEP	CALDAS	300,98	310,69	3,23%
EEP	CARIBE SOL	299,79	309,55	3,26%
EEP	CARTAGO	300,45	310,19	3,24%
EEP	PEREIRA	300,41	310,15	3,24%
EEP	QUINDÍO	299,97	309,72	3,25%

SIGLA	MERCADO	TRIMESTRE 3 2025	Trimestre 4 20252	Variación trimestral (%)
EEP	VALLE DEL CAUCA	299,48	309,26	3,26%
ELECTROHUILA	HUILA	397,75	382,35	-3,87%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Excluyendo el error de reporte de CEO, el componente de generación para el Grupo 2 muestra una tendencia generalizada al alza entre el Trimestre 3 y el Trimestre 4 de 2025.

Mercados con mayores incrementos

- CEO (Cauca): En su mercado real, registró el mayor incremento con un 9,63%, pasando de $295,27 a $323,69 por kWh.
- CHEC (Caldas y Pereira): Presenta incrementos significativos del 5,98% y 5,21% respectivamente, superando la barrera de los $300 por kWh en el Trimestre 4.
- EBSA (Boyacá): Registra un aumento del 5,85%, pasando de $274,74 a $290,81.

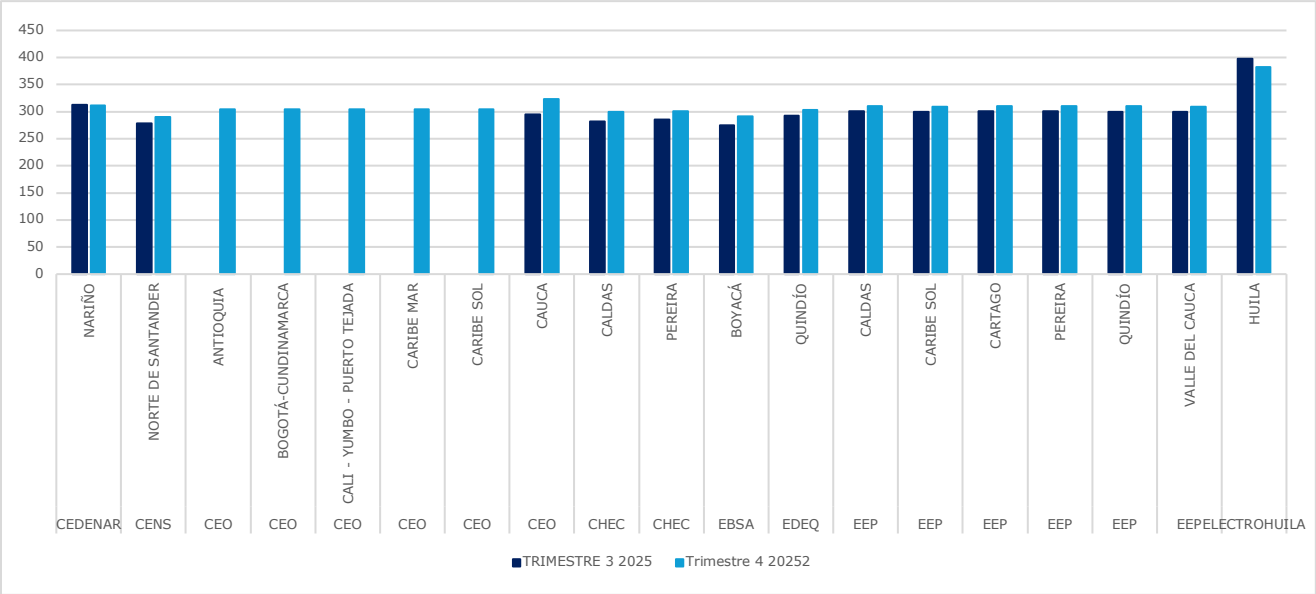
Comportamiento y Estabilidad de EEP (Empresa de Energía de Pereira)

El comportamiento de EEP es notablemente homogéneo en todos los mercados donde opera (Caldas, Caribe Sol, Cartago, Pereira, Quindío y Valle del Cauca). Muestra incrementos sumamente estables que oscilan estrictamente entre el 3,23% y el 3,26%, consolidando su tarifa de generación en torno a los $309 - $310 por kWh para el cierre de 2025.

Mercados con tendencia a la baja

- CEDENAR (Nariño): Se mantuvo prácticamente plano con una leve disminución del -0,18%, cerrando en $311,53.
- ELECTROHUILA (Huila): Es un caso de especial atención para esta Superintendencia. Aunque logró una reducción importante del -3,87% (pasando de $397,75 a $382,35), sigue siendo el operador con el costo de generación más costoso de todo el Grupo 2 en ambos trimestres.

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



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

La tabla 18 presenta la evolución del componente de Generación (G) para el Grupo 3, caracterizado por un comportamiento marcadamente heterogéneo.

Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3

EMPRESA	MERCADO	TRIMESTRE 3 2025	Trimestre 4 20252	Variación trimestral (%)
CETSA	TOLIMA	258,36	277,00	7,21%
CETSA	TULUÁ	254,88	273,59	7,34%
CETSA	VALLE DEL CAUCA	257,19	275,85	7,26%
DISPAC	CHOCÓ	340,31	319,32	-6,17%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	320,95	309,24	-3,65%
ENELAR	ARAUCA	315,06	318,63	1,13%
ENERCA	CASANARE	323,33	326,62	1,02%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El comportamiento de **CETSA** en sus tres mercados (Tolima, Tuluá y Valle del Cauca) es el más llamativo de la muestra:

- **Alza generalizada:** Presenta los incrementos más fuertes del Grupo 3, oscilando entre el **7,21% y el 7,34%** en solo un trimestre.

- **Ventaja competitiva en reducción:** A pesar de este fuerte aumento, es importante destacar que CETSA sigue manteniendo **los costos de generación más bajos de todo el grupo**, cerrando el Trimestre 4 entre los **$273,59 y $277,00 por kWh**.
- **Foco de atención:** Desde la Superintendencia, debemos revisar si este incremento del >7% se debe al vencimiento de contratos bilaterales de largo plazo o a una mayor exposición a los precios de la Bolsa de energía durante ese periodo.

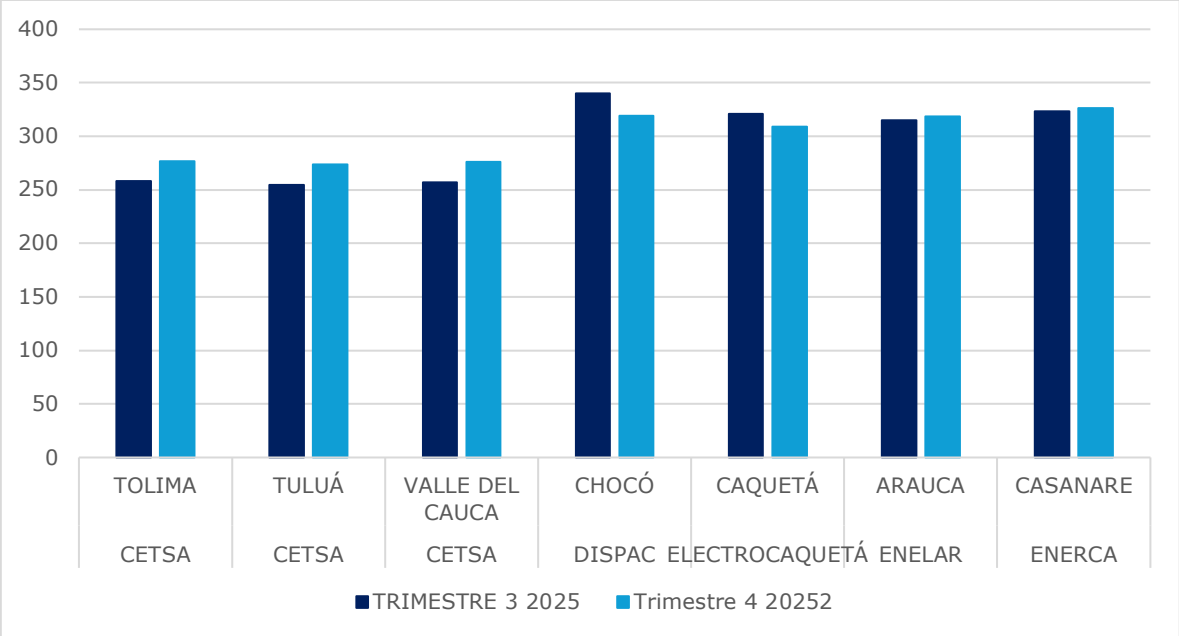
Una señal positiva para las regiones con condiciones socioeconómicas vulnerables es la tendencia a la baja en dos operadores clave:

- **DISPAC (Chocó):** Registra la reducción más significativa de todo el grupo con un **-6,17%**. DISPAC inició el Trimestre 3 siendo el operador más costoso del grupo con un componente de generación de **$340,31 por kWh**, pero logró mitigar el impacto bajando a **$319,32** en el Trimestre 4.
- **ELECTROCAQUETÁ (Caquetá):** Muestra un comportamiento favorable similar, con una reducción del **-3,65%**, pasando de $320,95 a **$309,24 por kWh**.

Los mercados del oriente del país muestran un comportamiento sumamente plano y predecible, lo que genera certidumbre tarifaria para los usuarios:

- **ENELAR (Arauca):** Registró un incremento marginal del **1,13%**, cerrando el año en $318,63 por kWh.
- **ENERCA (Casanare):** Presentó una variación casi idéntica del **1,02%**, consolidando su costo de generación en **$326,62 por kWh**, convirtiéndose en la tarifa de generación más alta del grupo al cierre del Trimestre 4 debido a la baja de DISPAC.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4

TIPO	SIGLA	MERCADO	TRIMESTRE 3 2025	TRIMESTRE 4 2025	Variación trimestral (%)
C-OR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	351,52	346,46	-1,44%
	EEBP	BAJO PUTUMAYO	409,58	410,89	0,32%
	EMEVASI	SIBUNDOY	356,48	316,04	-11,34%
	RUITOQUE	Todos	344,36	350,04	1,65%
C-PURO	ASC INGENIERIA	Todos	409,38	411,04	0,41%
	BIA ENERGY	Todos	312,24	332,17	6,39%
	Enel X Colombia	Todos	363,18	349,36	-3,81%
	ENERBIT	Todos	353,16	370,56	4,93%
	ENERTOTAL	Todos	395,43	397,02	0,40%
	QI ENERGY	Todos	351,93	357,60	1,61%
	VATIA	Todos	299,64	313,77	4,72%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Segmento C-OR (Comercializadores con Operador de Red)

Este segmento refleja la realidad del suministro en zonas con complejidades geográficas o mercados de nicho.

- **El gran alivio de EMEVASI (Sibundoy):** Destaca con la reducción tarifaria más drástica de toda la tabla, alcanzando un **-11,34%**. Logró bajar su componente de generación de un costoso $358,48 a un competitivo **$316,04 por kWh**. La DTGE debe verificar si esto obedeció al ingreso de un contrato bilateral de largo plazo favorable.
- **La presión en el Putumayo:** Se evidencia una marcada brecha en el mismo departamento. Mientras **EE PUTUMAYO** redujo levemente sus costos en un **-1,44%** (cerrando en $346,46), la Empresa de Energía del Bajo Putumayo (**EEBP**) se mantuvo estancada con un incremento del **0,32%**, consolidándose como una de las tarifas más altas del mercado con **$410,89 por kWh**.

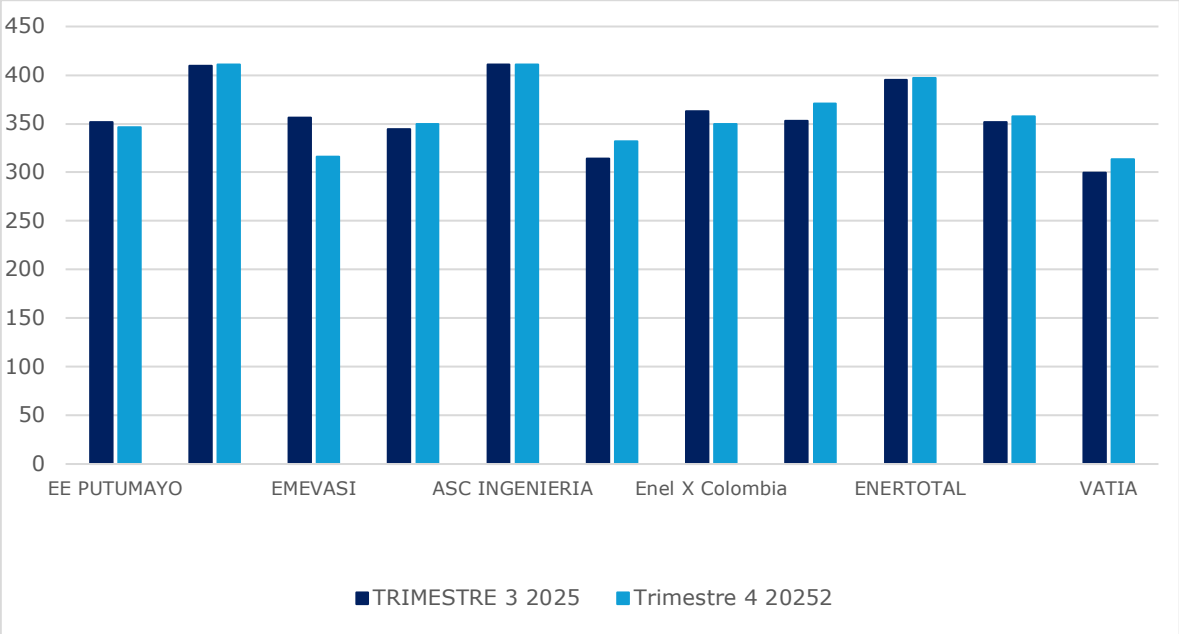
Segmento C-PURO (Comercializadores sin Redes)

Los comercializadores puros compiten en el mercado abierto adquiriendo energía mediante convocatorias públicas o directamente en la Bolsa. Aquí vemos dinámicas muy ligadas a la coyuntura del mercado mayorista:

- **Estrategias indexadas al alza (BIA ENERGY y ENERBIT):** Registran los mayores incrementos del grupo, con **6,39%** y **4,93%** respectivamente. **ENERBIT** subió a $370,56 y **BIA ENERGY** pasó de $312,24 a $332,17. Estos movimientos suelen alertar sobre una alta exposición a los precios de Bolsa o contratos de corto plazo indexados fuertemente al IPP.
- **VATIA se mantiene a la vanguardia en precio:** A pesar de registrar un aumento del **4,72%**, **VATIA** cierra el Trimestre 4 con la tarifa de generación más baja de todo el Grupo 4 (**$313,77 por kWh**).

- **Comportamiento plano pero elevado: ASC INGENIERÍA** (0,41%) y **ENERTOTAL** (0,40%) muestran variaciones mínimas, lo que indica contratos estables. Sin embargo, sus precios finales son elevados: **$411,04** (el pico más alto de la tabla) y **$397,02**, respectivamente.
- **El contraflujo de Enel X Colombia:** Consiguió una reducción favorable del **-3,81%**, logrando mitigar su costo y cerrar el año en **$349,36 por kWh**.

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 **octubre, noviembre y diciembre 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 del comercializador (**Pc)** y Costo Promedio ponderado por energía del mercado (**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.

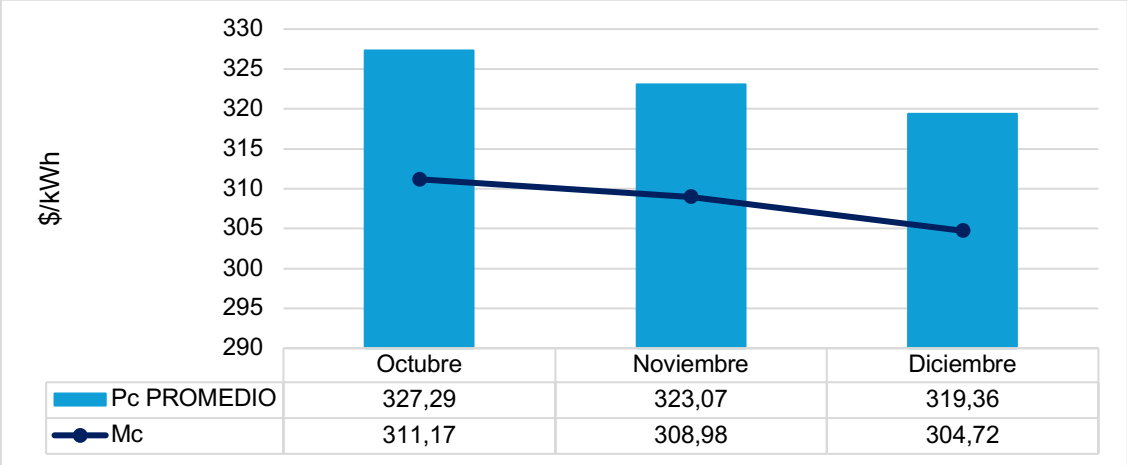
En términos de eficiencia sectorial, el Pc (Precio de Compra) actúa como el indicador de desempeño frente al Mc (Precio de referencia del Mercado Contractual). Existe mayor eficiencia cuando el Pc se mantiene por debajo del Mc, ya que la energía se adquiere a un costo inferior al de oportunidad. Por el contrario, cuando el Pc supera el Mc, se evidencia una pérdida de eficiencia económica, pues los comercializadores asumen costos superiores a los de la referencia del mercado en bolsa.

Durante el cuarto trimestre (4T) de 2025, el comportamiento observado fue de una ineficiencia persistente, ya que el Pc promedio se situó consistentemente por encima del Mc. Aunque ambas variables mostraron una tendencia decreciente mes a mes, el margen de sobrecosto impidió que las estrategias de contratación optimizaran el costo de adquisición, ejerciendo una presión al alza sobre el componente de Generación (G) que se traslada finalmente a la tarifa del usuario.

Detalles del Comportamiento Trimestral:

- Tendencia: Se observa una reducción progresiva en ambos indicadores. El Pc inició en 327,29 $/kWh en octubre y cerró el trimestre en 319,36 $/kWh en diciembre.
- Brecha de Referencia: A pesar del descenso, el Mc se mantuvo siempre por debajo, oscilando entre 311,17 $/kWh (octubre) y 304,72 $/kWh (diciembre).
- La brecha promedio de aproximadamente 14,7 $/kWh entre el costo de compra y la referencia de mercado confirma que, durante este periodo, las condiciones de compra para el mercado regulado no lograron alinearse con los precios óptimos de bolsa, reflejando un escenario de costos de generación elevados.

Figura 8. Comportamiento Pc 4T 2025 ($/kWh)



	Octubre	Noviembre	Diciembre
Pc PROMEDIO	327,29	323,07	319,36
Mc	311,17	308,98	304,72

Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Se presenta la evolución de los precios de los contratos bilaterales durante los meses de octubre, noviembre y diciembre, permite evaluar la eficiencia en la gestión de compras de energía frente a la referencia del mercado mayorista.

Análisis de Eficiencia Económica

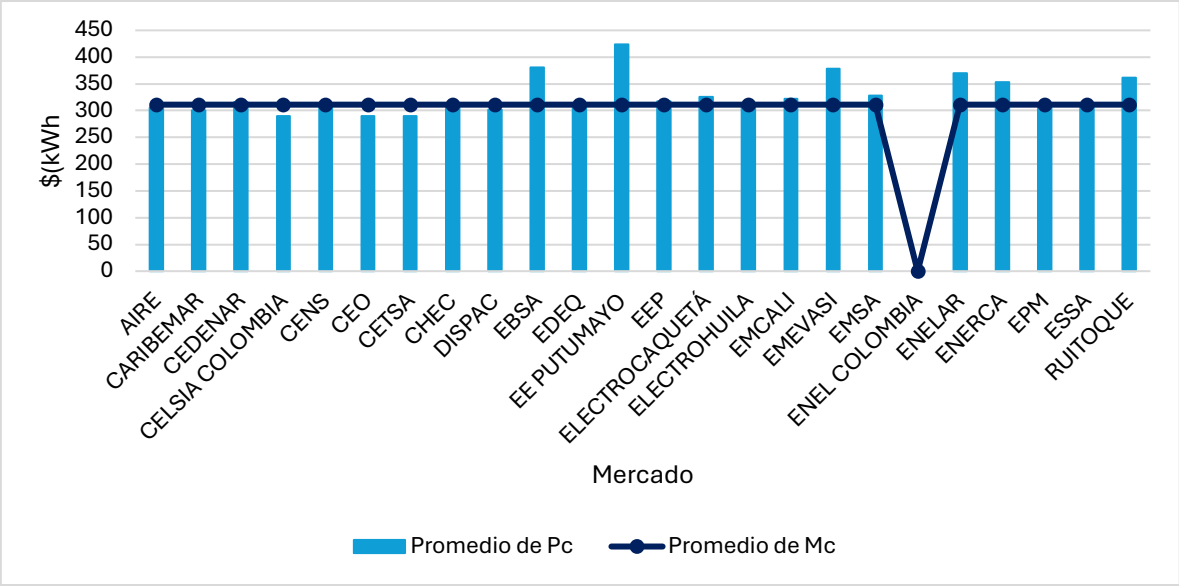
De acuerdo con los criterios de la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE), se considera que los agentes logran una mayor eficiencia cuando el **Pc se mantiene por debajo del Mc**, adquiriendo energía a costos inferiores al promedio de oportunidad del mercado.

Contrario a la tendencia observada en periodos previos, los datos del 4T de 2025 muestran que el **Pc PROMEDIO superó consistentemente al Mc** en todos los meses del trimestre:

- **Octubre:** El Pc se situó en **327,29 $/kWh**, superando al Mc (**311,17 $/kWh**) en un 5,18% (16,12 $/kWh).
- **Noviembre:** El diferencial se mantuvo en **14,09 $/kWh** (323,07 vs 308,98 $/kWh).
- **Diciembre:** La brecha cerró en **13,94 $/kWh** (319.36 vs 304,72 $/kWh).

Octubre

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025 (ENEL NO REPORTO INFORMACIÓN PARA ESTE MES EN ESTE FORMATO)

Criterio de Eficiencia: La eficiencia económica se refleja cuando el costo de las compras propias (**Pc**) se mantiene por debajo del costo promedio del mercado (**Mc**). En octubre de 2025, con un Mc de referencia cercano a los **311,17 $/kWh**, se observa una marcada división entre los agentes.

Agentes con Gestión Eficiente: La mayoría de los grandes comercializadores, incluyendo a **CELSIA COLOMBIA, CARIBEMAR, AIRE, CEO, CETSA, EPM y ESSA**, lograron mantener su Pc por debajo del Mc. Este comportamiento indica condiciones de compra más ventajosas que el promedio del sistema, lo que contribuye a mitigar el costo final de generación para sus usuarios regulados.

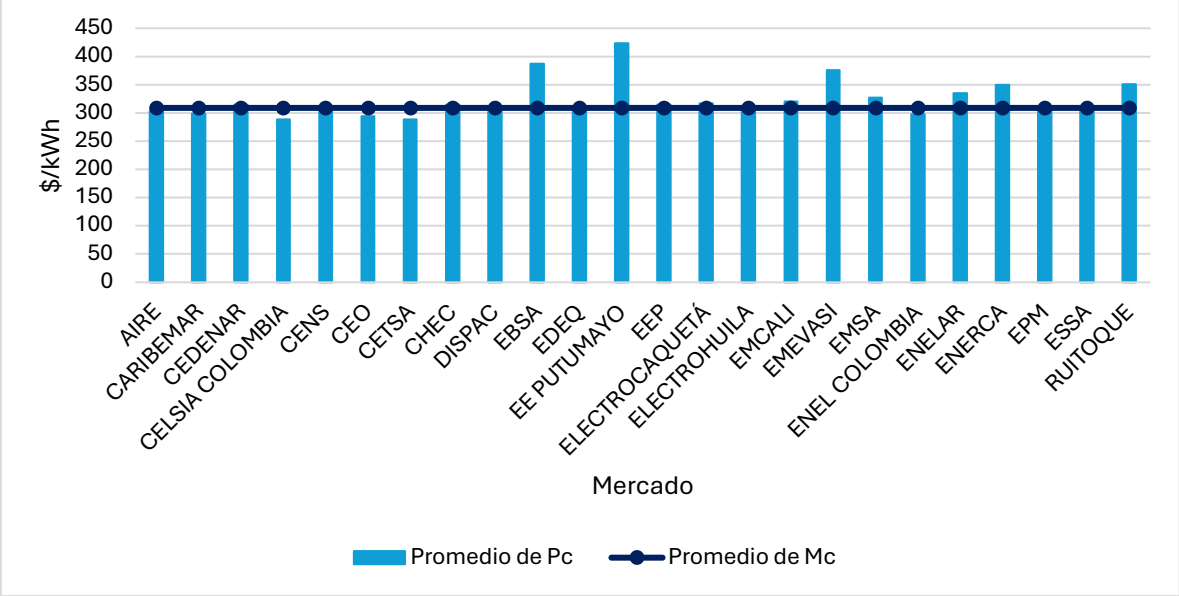
Agentes con Ineficiencia Relativa: Un grupo específico de empresas presenta un Pc significativamente superior a la referencia del mercado. Destacan los casos de:

- **EE Putumayo:** Reporta el costo más elevado, superando los **420 $/kWh**, lo que representa un sobrecosto de más de 100 pesos por kilovatio hora frente al promedio del mercado.

- **EBSA, EMEVASI, ENELAR, ENERCA y RUITOQUE:** Estos agentes también muestran barras de Pc por encima de la línea de Mc, lo que sugiere portafolios de contratos con indexaciones desfavorables o menor poder de negociación en el mercado contractual.

Noviembre

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

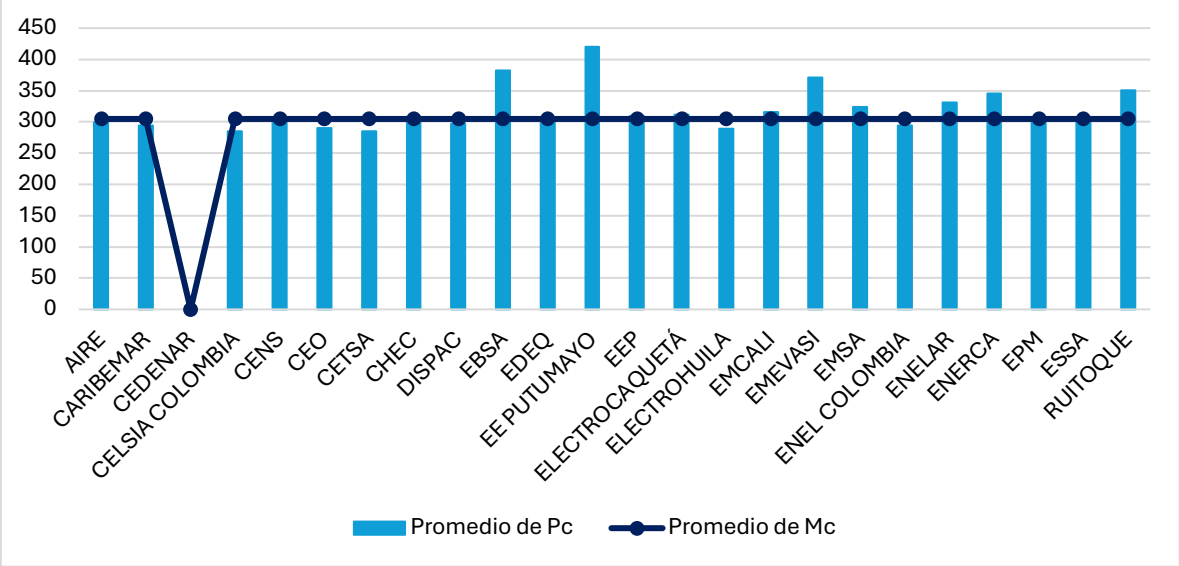
- **Referencia de Mercado (Mc):** Para noviembre de 2025, el costo promedio ponderado de todos los contratos liquidados en el sistema (**Mc**) se situó en **308,98 $/kWh**. Este valor actúa como la frontera de eficiencia económica: los agentes con un **Pc** inferior a esta línea demuestran una gestión de compra favorable.
- **Agentes con Gestión Eficiente:** De manera consistente con los meses anteriores, la mayoría de los grandes comercializadores lograron condiciones de compra por debajo del promedio del mercado. Destacan **CELSIA COLOMBIA, ENEL COLOMBIA, EPM, CARIBEMAR y AIRE**, cuyos costos propios se mantienen en la zona de eficiencia, contribuyendo a la estabilidad del componente de Generación (G) para sus usuarios.
- **Agentes con Ineficiencia Relativa:** Se identifica un grupo de comercializadores cuyos costos de contrato superan significativamente la referencia nacional:
    - **EE Putumayo:** Continúa registrando el costo más elevado del sistema, superando los **400 $/kWh**, lo que evidencia una brecha persistente de ineficiencia de aproximadamente 100 pesos por kilovatio-hora frente al promedio del mercado.

- **EBSA, EMEVASI, ENELAR, ENERCA y RUITOQUE:** Estos agentes presentan barras de **Pc** notablemente por encima del **Mc**, reflejando portafolios de energía con precios de indexación desfavorables o menor flexibilidad contractual.

- **Comportamiento de CENS:** En la gráfica se observa la ausencia de la barra representativa para el mercado de **CENS**, lo que técnicamente indica que el agente no reportó información en el Formato T9 para dicho periodo o que su Pc fue reportado como cero, impidiendo el cálculo de su eficiencia relativa en este mes.

Diciembre

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025 (CEDENAR NO REPORTO INFORMACION PARA ESTE MES EN ESTE FORMATO)

- **Referencia de Mercado (Mc):** Para el mes de diciembre de 2025, el costo promedio ponderado de la totalidad de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado (Mc) se situó en **304,72 $/kWh**. Este valor representa el nivel de costos eficiente que el sistema alcanzó al cierre del año.

- **Gestión Eficiente por Agente:** Se identifica que un grupo representativo de comercializadores logró mantener su costo promedio de compras propias (Pc) por debajo de la referencia de mercado (Mc). Entre estos destacan **AIRE, CELSIA COLOMBIA, CEO, CETSA, EEP, ELECTROHUILA y ENEL COLOMBIA**. Esta condición de eficiencia indica que estos prestadores adquirieron su energía a precios más competitivos que el promedio nacional, aliviando la presión del componente de Generación (G) para sus usuarios.

- **Persistencia de Ineficiencia en Mercados Regionales:** Al igual que en los meses previos del trimestre, ciertos agentes mantienen un **Pc** significativamente superior al **Mc**:

    - **EE Putumayo:** Continúa registrando la brecha más crítica de ineficiencia, con un costo superior a los **400 $/kWh**.

- **EBSA, EMEVASI, ENELAR, ENERCA y RUITOQUE:** Estos comercializadores presentan barras de **Pc** por encima de la línea de **Mc**, lo que refleja una estructura de contratos con indexaciones que no capturaron la senda descendente del mercado mayorista hacia finales de 2025.

- **Anomalía Técnica de Reporte (CEDENAR):** La gráfica muestra un valor de cero y una caída abrupta en la línea de referencia para el mercado de **CEDENAR**. Como se aclara en la fuente, este prestador **no reportó información** para el mes de diciembre en el Formato T9 del SUI, lo que constituye una omisión técnica que impide auditar su eficiencia contractual en el cierre del periodo.

Ahora bien, considerando que históricamente cerca del **85%** de las compras de energía eléctrica destinadas al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales impactan directamente en la conformación del componente de Generación, resulta fundamental analizar su comportamiento durante el periodo. Para el **cuarto trimestre de 2025**, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida mediante contratos bilaterales (**Qc**) ascendió al **85,34%**, situándose un **7,40%** por encima de lo registrado en el tercer trimestre de 2025.

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 α, 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:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * \left(\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + \left(1-\alpha_{i,j}\right) * Mc_{m-1}\right) + \left(1- Qc_{m-1,i}\right) * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

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 con lo siguiente:

$$G^*_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * \left(\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + \left(1-\alpha_{i,j}\right) * Mc_{m-1}\right)$$

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:

$$G^{**}_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * \left(\alpha_{i,j} * Mc_{m-1,i} + \left(1 - \alpha_{i,j}\right) * Mc_{m-1}\right) = Qc_{m-1,i} * Mc_{m-1,i}$$

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 Pc, 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

$$G^{*}_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * \left(\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + \left(1 - \alpha_{i,j}\right) * Mc_{m-1}\right)$$

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del tercer trimestre del año 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

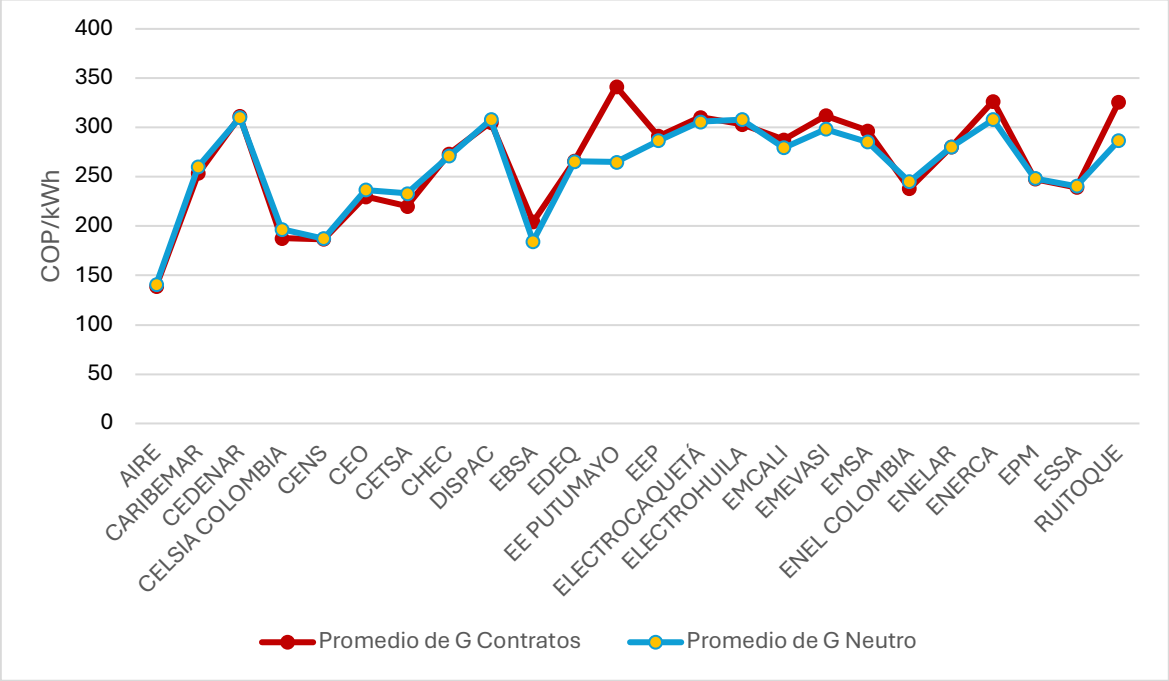
$AJ_{m,i}$:	Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), del comercializador *i* para el mes *m*, calculado conforme al Anexo 1 de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
$C_{1,m-1,i}$:	Energía cubierta mediante contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 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 35 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 34 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 174 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 130 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 cubran la totalidad de la demanda regulada. Este valor se calcula de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 y el Anexo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021 o aquellas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.
$Pc_{m-1,i}$:	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 130 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 el 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 174 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 julio de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 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 130 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 3T 2025



Fuente: Formato SUI T9 – Cálculos DTGE 2025

Identificación de Eficiencia Económica: La brecha entre ambas líneas revela la pérdida o ganancia de eficiencia de cada comercializador en su gestión de contratación bilateral. Cuando la línea de **G Contratos** (roja) se sitúa por encima de la de **G Neutro** (azul), el agente está trasladando sobrecostos a sus usuarios frente a la oportunidad del mercado.

Agentes con Ineficiencias Estructurales: Se observa un grupo de empresas donde el costo real de contratos supera significativamente al escenario neutro. Destacan **EE Putumayo**, **Ruitoque**, **Enerca**, **EBSA** y **EMEVASI**. En particular, **EE Putumayo** mantiene la mayor divergencia del sistema, lo que indica esquemas de compra contractual con precios notablemente superiores al promedio nacional de los contratos vigentes.

Desempeño de Grandes Comercializadores: Agentes como **Celsia Colombia**, **Enel Colombia**, **EPM** y **ESSA** presentan una coincidencia casi total entre ambas variables. Esto refleja que sus portafolios de contratos están altamente alineados con el precio promedio del mercado (**Mc**), operando en un punto de neutralidad o ligera ganancia de eficiencia.

Caso de AIRE: Aunque este agente presenta el costo de generación más bajo del gráfico, su línea de **G Contratos** se solapa casi perfectamente con la de **G Neutro** en ese nivel inferior, lo que ratifica que su estructura de costos ha capturado las mejores condiciones de precio disponibles en el mercado durante el trimestre.

Consistencia de Reportes: A diferencia de los análisis mensuales individuales, en esta visión consolidada del trimestre se observa la integración de datos para agentes como **CENS** y **Cedenar**, permitiendo una auditoría completa de la gestión contractual de los principales Operadores de Red.

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)
Octubre	319,58	175,45
Noviembre	184,44	232,70
Diciembre	238,98	281,83

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

Octubre: Alerta de Ineficiencia en la Compra

- **Datos:** El costo de compra del prestador (P_b) fue de **$319,58 por kWh**, mientras que el promedio nacional ponderado de la Bolsa se ubicó en **$175,45 por kWh**.
- **Análisis Técnico:** Se observa una asimetría muy grave. El costo de adquisición del prestador superó en un **82,1%** al promedio del mercado nacional. Desde la perspectiva de la SSPD, esto delata una **compra ineficiente**: el agente concentró sus adquisiciones en bolsa en las horas de demanda pico (donde el precio se dispara) o enfrentó restricciones operativas locales que lo obligaron a comprar energía a precios muy superiores a los del promedio del país.

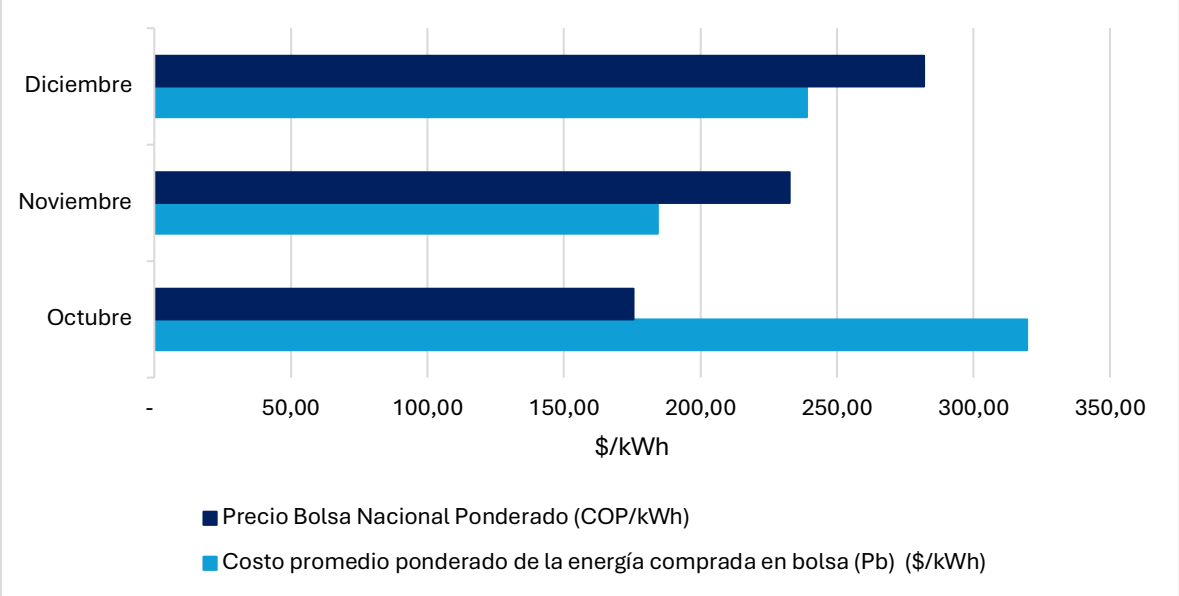
Noviembre: Optimización del Perfil de Compra

- **Datos:** El costo del prestador bajó drásticamente a **$184,44 por kWh**, situándose significativamente por debajo del promedio nacional, que subió a **$232,70 por kWh**.
- **Análisis Técnico:** Este mes muestra un escenario totalmente opuesto y altamente eficiente. El prestador logró adquirir su energía un **20,7% más barata** que el promedio nacional ponderado. Esto suele ocurrir cuando el comercializador reestructura su estrategia de despacho, concentrando sus compras en bolsa en horas valle (madrugada o fines de semana) o aprovechando excedentes de generación regional.

Diciembre: Tendencia al Alza Controlada

- **Datos:** El precio nacional ponderado continuó su senda alcista debido a la temporada de fin de año y condiciones hidrológicas, llegando a **$281,83 por kWh**. Sin embargo, el P_b del prestador se mantuvo controlado en **$238,98 por kWh**.
- **Análisis Técnico:** Aunque el costo del comercializador subió un 29,5% frente a noviembre, logró mantener una ventaja competitiva al comprar un **15,2% por debajo** del precio ponderado nacional. Esto mitiga el impacto de las alzas del mercado mayorista sobre la tarifa del usuario final.

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

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 cuartotrimestre 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[5] 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 las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la

[5] 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.

Demanda Comercial Regulada.

Tabla 22. Fracción Demanda atendida Qc y Qb

TRIMESTRE	Promedio de Qc	Promedio de Qb
3T	87,13%	12,87%
4T	85,39%	14,61%

Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Este cuadro es el complemento perfecto de la *Tabla 21* que analizamos anteriormente. Aquí evaluamos la estructura de la canasta de compra de energía de los prestadores para atender al mercado regulado (hogares y pequeños comercios), desagregada en dos variables macroeconómicas fundamentales del sector eléctrico colombiano:

- **Q_c (Cantidad de Energía en Contratos):** Porcentaje de energía que los comercializadores aseguran mediante contratos bilaterales de largo plazo (precios estables y previamente pactados).
- **Q_b (Cantidad de Energía en Bolsa):** Porcentaje de energía que los comercializadores compran en el mercado spot o Bolsa de energía (precios altamente volátiles que varían hora a hora).

Al consolidar los promedios ponderados del sistema, observamos un **descalce técnico** entre el Tercer Trimestre (3T) y el Cuarto Trimestre (4T) de 2025:

- **Pérdida de cobertura en contratos (Q_c):** La protección mediante contratos de largo plazo disminuyó en **1,74%**, pasando del 87,13% al **85,39%**.
- **Mayor exposición al riesgo de Bolsa (Q_b):** En consecuencia, directa, la exposición al mercado spot aumentó exactamente en la misma proporción (**1,74%**), subiendo del 12,87% al **14,61%**.

Implicaciones Regulatorias y de Riesgo Tarifario

Desde la perspectiva de la Superintendencia, un incremento del 1,74% en la exposición a Bolsa puede parecer menor a primera vista, pero analizado técnicamente es un **foco de alta preocupación** por las siguientes razones:

a. Coincidencia con la temporada crítica del año

El Cuarto Trimestre (octubre, noviembre y diciembre) coincide históricamente en Colombia con la consolidación de las temporadas secas o periodos de transición climática. Como vimos en la tabla anterior, el precio ponderado de la Bolsa nacional saltó de **$175,45 en octubre a $281,83 en diciembre**.

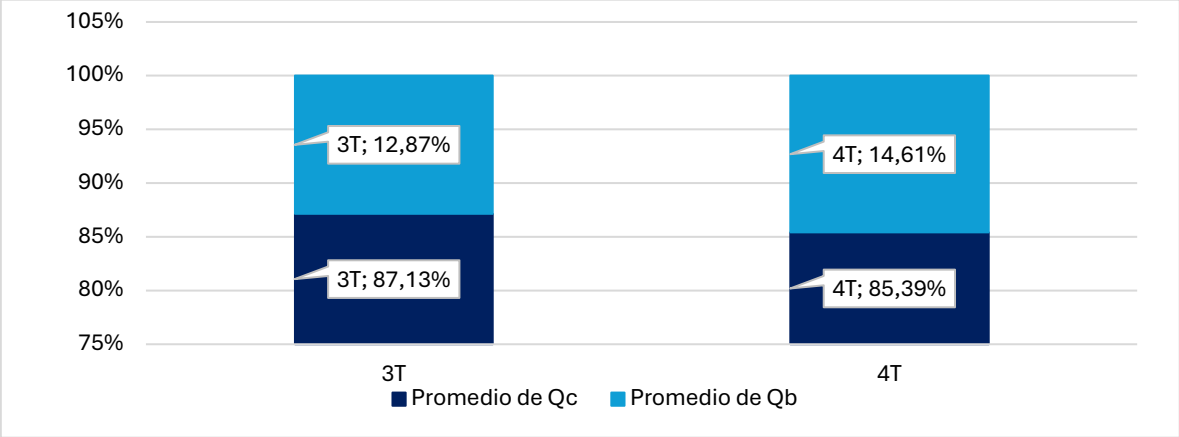
Al haber aumentado su Q_b al 14,61%, los comercializadores tuvieron que comprar más energía a esos precios inflados de fin de año, lo que explica la presión al alza en el componente de Generación (G) que sufrieron los usuarios en sus facturas de cierre de vigencia.

b. Límites de Eficiencia de la CREG (Resolución CREG 119 de 2007)

La regulación colombiana castiga a las empresas que se exponen demasiado a la Bolsa de manera irresponsable. Existe un límite regulatorio de traslado de costos: si una empresa compra más del 20% de su energía en Bolsa, la CREG no le permite trasladar el excedente costoso al usuario, obligando a la empresa a asumir la pérdida en sus estados financieros.

Nota de tranquilidad institucional: A nivel general, un promedio de **14,61%** de exposición en Bolsa (Q_b) demuestra que el sistema consolidado se mantiene dentro del margen de seguridad eficiente (< 20%). No obstante, el deber de la DTGE es revisar qué empresas individuales están rompiendo ese promedio y disparando el riesgo de quiebra sistémica o de abusos tarifarios.

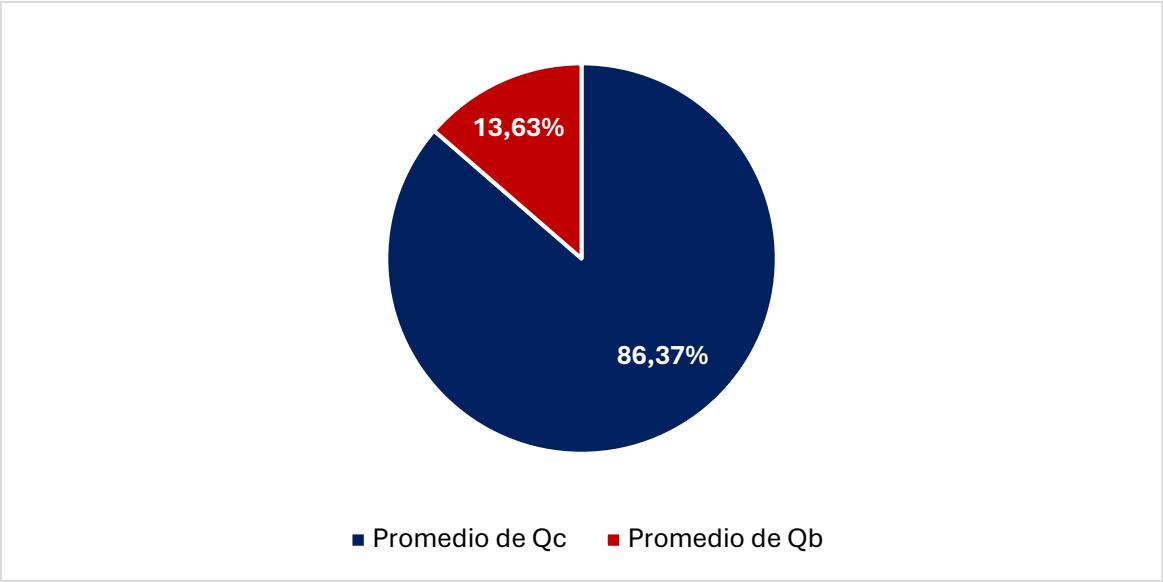
Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

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

Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa



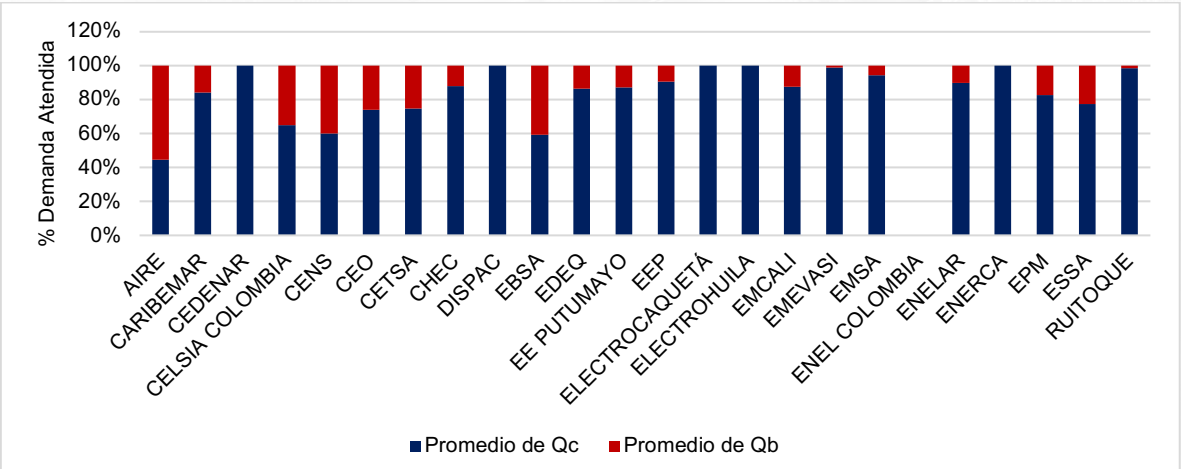
Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

Esta gráfica circular consolida la estrategia de compra de energía a nivel nacional para el inicio del cuarto trimestre. Se observa una **marcada preferencia por la estabilidad contractual**:

- **Promedio de Qc (86,37%):** El sistema muestra una alta cobertura mediante contratos bilaterales, lo que permite a los comercializadores asegurar precios fijos y predecibles para la gran mayoría de la demanda regulada.
- **Promedio de Qb (13,63%):** La exposición al mercado spot (bolsa) se mantuvo en niveles reducidos, actuando principalmente como un mecanismo de balance para cubrir desviaciones menores de la demanda o para capturar oportunidades puntuales de precios bajos en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Técnicamente, este nivel de cobertura contractual superior al 85% actúa como un blindaje regulatorio que mitiga el riesgo de traslado de la volatilidad del precio de bolsa a la tarifa final del usuario.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

La comparación por agente revela una **alta heterogeneidad en la gestión del riesgo**, permitiendo identificar perfiles de contratación diferenciados por mercado:

- **Cobertura Contractual Plena (100% Qc):** Mercados como **CEDENAR, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA, ENERCA y RUITOQUE** operaron con una exposición nula a los precios de bolsa. Estos agentes priorizan la certidumbre total de costos, eliminando el riesgo operativo derivado de las fluctuaciones horarias del mercado spot.

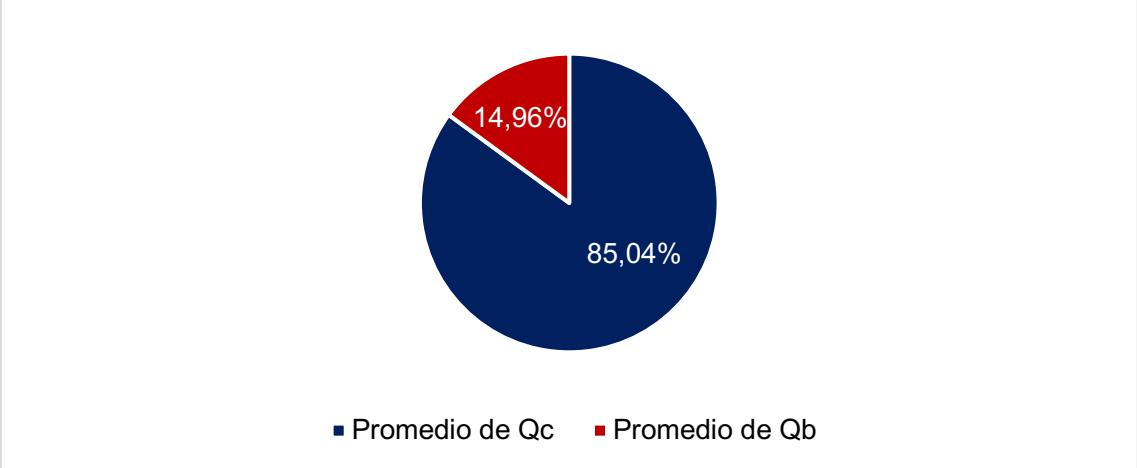
- **Alta Exposición al Mercado Spot (Qb):** El caso más crítico es el de **AIRE**, cuya demanda fue atendida en más de un **55% mediante compras en bolsa**. Este perfil de riesgo implica que el costo de generación para sus usuarios es altamente sensible a las condiciones del despacho diario y a los precios de reconciliación. Otros agentes con exposición relevante incluyen a **CENS** y **EBSA**, con aproximadamente un 40% de su demanda en bolsa.

- **Gestión Equilibrada:** Agentes como **CELSIA COLOMBIA, EPM y ESSA** mantuvieron un mix de energía donde los contratos representan entre el 60% y 80% de la atención, permitiendo cierta flexibilidad operativa sin comprometer la estabilidad general.

- **Omisión de Información:** Se observa la ausencia de datos para **ENEL COLOMBIA**, lo cual, conforme a la información técnica de soporte, obedece a que el prestador **no reportó información** para este mes en el Formato T9 del SUI.

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

Figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

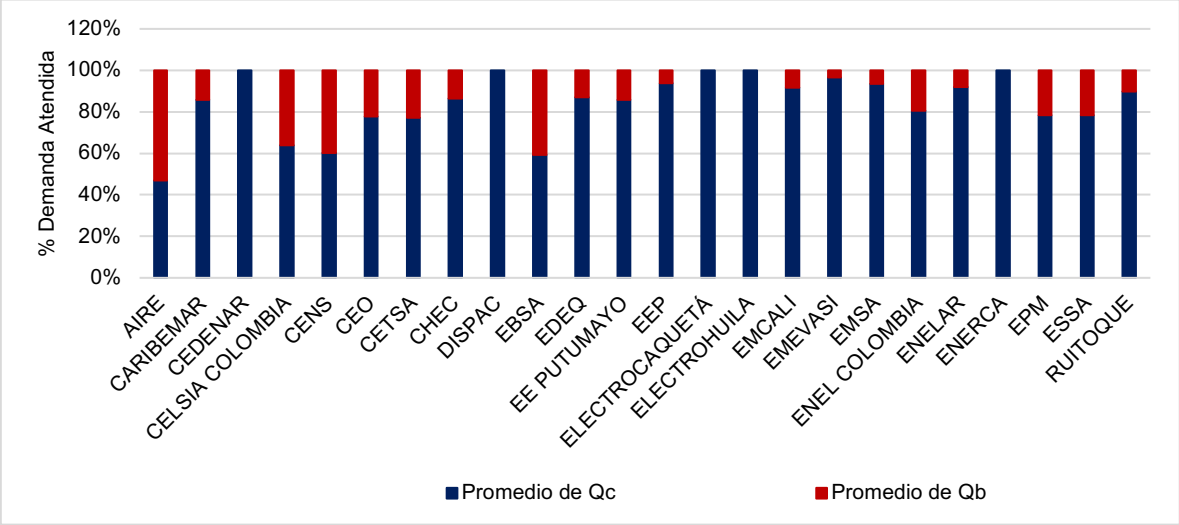
Esta gráfica circular consolida la estrategia de abastecimiento de energía a nivel nacional durante el segundo mes del cuarto trimestre:

- **Promedio de Qc (85,04%):** El sistema mantuvo una alta dependencia de los contratos bilaterales para cubrir la demanda regulada. Aunque representa una ligera disminución de

1,33 puntos porcentuales respecto a octubre, el nivel de cobertura sigue siendo robusto, garantizando estabilidad en los precios finales al usuario.

- **Promedio de Qb (14,96%):** La exposición al mercado spot (bolsa) registró un leve incremento, situándose cerca del 15%. Este componente de ajuste permite a los comercializadores gestionar variaciones en el consumo real, aunque los expone marginalmente a la volatilidad horaria del precio de bolsa nacional.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

La desagregación por agente permite identificar las diferentes políticas de gestión de riesgo contractual vigentes en el mercado:

- **Cobertura Contractual Total (100% Qc):** Se consolida el bloque de comercializadores con exposición nula al mercado spot, integrado por **CEDENAR, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA y ENERCA**. Esta estrategia elimina la incertidumbre operativa derivada de los precios de bolsa, asegurando un componente de generación (G) basado exclusivamente en contratos de largo plazo.

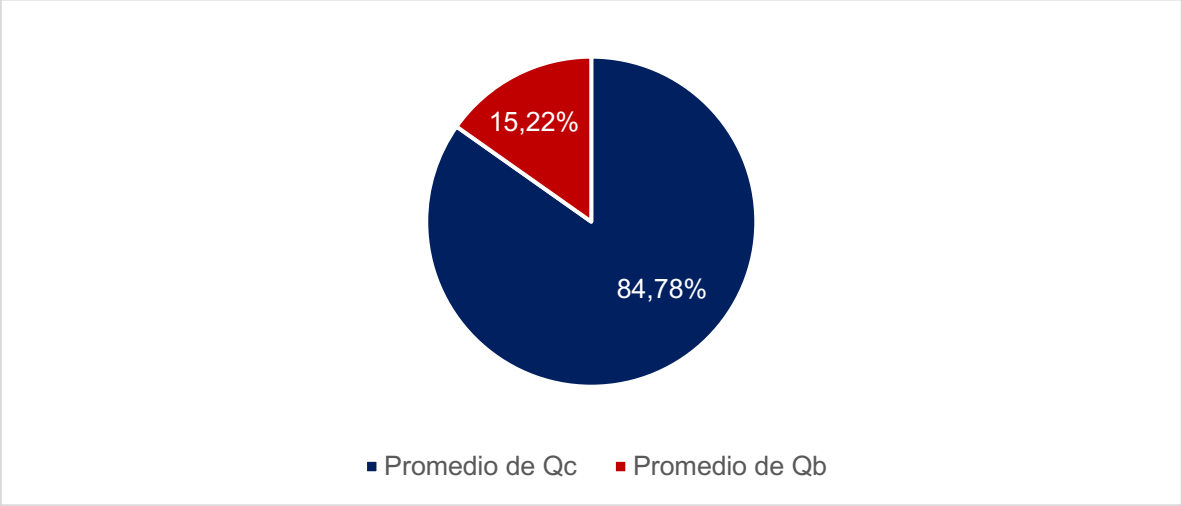
- **Agentes con Alta Exposición a Bolsa (Qb): AIRE** continúa presentando el perfil de riesgo más elevado, con una cobertura contractual cercana al 46% y una dependencia de bolsa superior al 54%. Otros agentes con niveles de exposición relevantes (superiores al 30%) incluyen a **CENS** y **EBSA**, lo que los hace más vulnerables a picos de precios en el mercado mayorista.

- **Gestión Equilibrada de Grandes Operadores:** Agentes como **ENEL COLOMBIA, EPM y ESSA** mantuvieron una cobertura contractual superior al 75%. Es notable que **ENEL COLOMBIA**, tras no reportar información el mes anterior, se integra al análisis con una cobertura del 80,4%, alineada con el promedio nacional.

- **Estabilidad en Pequeños Operadores:** Empresas como **EMEVASI, EMSA y RUITOQUE** mantuvieron niveles de contratación superiores al 90%, priorizando la certidumbre de costos para sus mercados regionales.

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

Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa

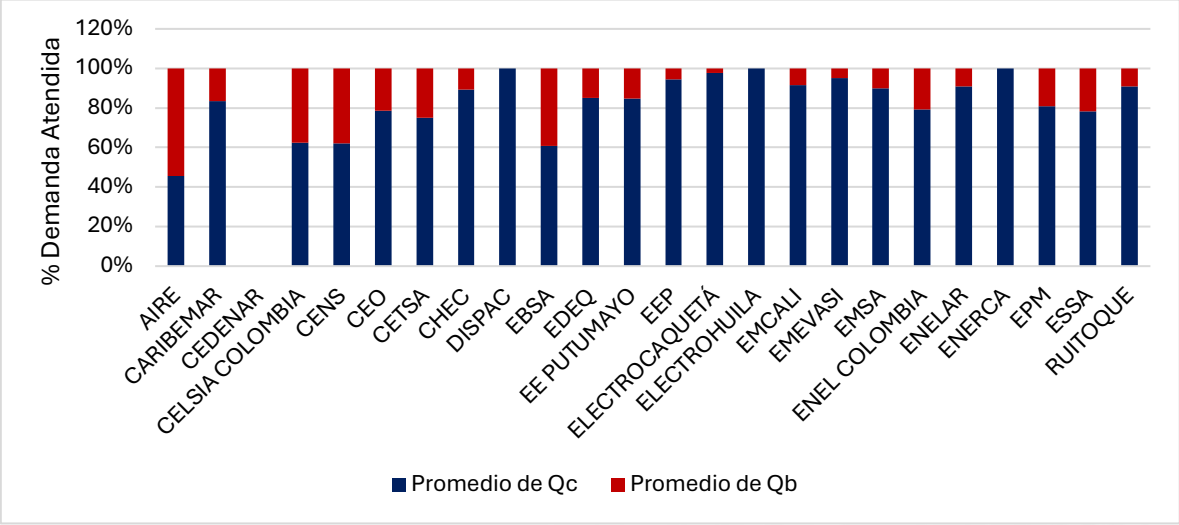


Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Esta gráfica circular consolida el cierre de la estrategia de abastecimiento de energía para el mercado regulado al finalizar el año:

- **Promedio de Qc (84,78%):** Se mantiene una cobertura contractual robusta, muy cercana al promedio trimestral del 85,34%. Este nivel de contratación asegura que la gran mayoría del costo de generación trasladado al usuario final dependa de precios pactados a largo plazo, brindando estabilidad frente a la volatilidad del mercado mayorista.
- **Promedio de Qb (15,22%):** La exposición a bolsa cerró el año en niveles moderados, permitiendo a los agentes gestionar las desviaciones finales de demanda con compras en el mercado.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

La desagregación por mercado permite identificar las estrategias individuales de riesgo para el cierre de la vigencia:

1. **Bloque de Cobertura Total (100% Qc):** Agentes como **DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA y ENERCA** cerraron el año con una dependencia nula del mercado spot. Esta política de riesgo cero en bolsa protege íntegramente a sus usuarios de cualquier pico de precio horario en el sistema.
2. **Agentes con Alta Exposición a Bolsa (Qb):** El mercado atendido por **AIRE** se mantiene como el caso más atípico, con una exposición a bolsa superior al **54%**, siendo el único agente cuya barra roja (bolsa) supera a la azul (contratos). Esto implica que el componente de generación para sus usuarios sigue siendo altamente sensible al despacho diario del sistema. Otros agentes como **CENS** y **EBSA** mantienen una exposición cercana al **40%**.
3. **Gestión de Grandes Operadores: ENEL COLOMBIA, EPM y ESSA** finalizaron el trimestre con niveles de contratación estables, cubriendo entre el **78% y el 82%** de su demanda mediante contratos bilaterales.
4. **Omisión de Información (CEDENAR):** Se identifica un espacio vacío en la gráfica para el mercado de **CEDENAR**. Conforme a lo reportado en fuentes técnicas, este prestador **no reportó información** para el mes de diciembre en el Formato T9 del SUI, lo que impide auditar su mix de energía en el cierre del periodo.

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 el mercado regulado para el cuarto trimestre de 2025, se identifica el traslado del rubro **G Transitorio**. Este valor, expresado en $/kWh e incorporado en el componente de

Generación, proviene de las compras de energía realizadas a Autogeneradores de Pequeña Escala (AGPE) y Generadores Distribuidos (GD), bajo el marco de la Resolución CREG 174 de 2021.

Tabla 23. Valores G Transitorio ($/kWh) 4T 2025

EMPRESA	Octubre 2025	Noviembre 2025	Diciembre 2025
AIRE	1,35	1,35	1,14
ASC INGENIERIA	0,00	0,00	0,00
BIA ENERGY	2,45	2,14	2,15
CARIBEMAR	1,32	1,23	1,15
CEDENAR	0,69	0,68	-
CELSIA COLOMBIA	2,91	3,35	3,38
CENS	5,60	8,70	7,71
CEO	0,88	1,08	0,90
CETSA	1,73	2,10	2,72
CHEC	4,58	4,12	4,12
DISPAC	0,36	0,36	0,29
EBSA	1,78	1,87	2,11
EDEQ	4,31	4,06	3,84
EE PUTUMAYO	0,00	0,00	0,00
EEBP	0,00	0,00	0,00
EEP	7,85	8,03	7,86
ELECTROCAQUETÁ	0,00	0,00	0,00
ELECTROHUILA	6,10	5,19	9,00
EMCALI	1,21	1,40	1,79
EMEVASI	0,00	0,00	0,00
EMSA	2,83	2,59	2,65
ENEL COLOMBIA		0,63	0,69
Enel X Colombia	0,19	0,25	0,23
ENELAR	-0,81	-0,80	0,71
ENERBIT	5,64	5,22	5,27
ENERCA	1,03	1,16	1,29
ENERGUAVIARE	0,00	-	-
ENERTOTAL	4,39	4,26	4,89
EPM	2,60	0,00	2,55
ESSA	3,36	3,24	3,11
QI ENERGY	0,00	0,00	0,00
RUITOQUE	10,18	9,58	8,84
VATIA	2,64	2,90	2,77

Fuente: Formato SUI T9 2025

El componente **G Transitorio** es fundamental en la vigilancia actual, ya que representa el cobro o ajuste aplicado por los comercializadores para recuperar los saldos acumulados de la **Opción Tarifaria** u otras medidas regulatorias de transición. Su correcta aplicación es vital para no sobrecargar la tarifa final al usuario.

Empresas con Reporte en Cero (Presunta No Aplicación)

Se observa un grupo significativo de prestadores que reportan consistentemente un valor de **0,00 $/kWh** durante todo el cuarto trimestre:

- **Empresas:** ASC INGENIERÍA, EE PUTUMAYO, EEBP, ELECTROCAQUETÁ, EMEVASI y QI ENERGY.
- **Análisis de la SSPD:** El reporte en ceros puede indicar dos escenarios: o bien la empresa ya terminó de recuperar sus saldos de la opción tarifaria, o existe una omisión en el reporte de este componente específico en el formato T9. Se requiere cruzar esta información con los estados financieros para verificar si aún existen saldos pendientes por cobrar a los usuarios.

Análisis de Altos Impactos (Valores Máximos)

Existen empresas cuyo componente transitorio representa un peso considerable sobre el Costo Unitario (CU):

- **RUITOQUE:** Presenta los valores más altos de la tabla, iniciando en octubre con **10,18 $/kWh** y cerrando en diciembre con **8,84 $/kWh**.
- **ELECTROHUILA:** Muestra una tendencia preocupante al alza, pasando de **6,10 $/kWh** en octubre a **9,00 $/kWh** en diciembre.
- **EEP (Empresa de Energía de Pereira):** Mantiene una presión constante y elevada, promediando cerca de los **7,90 $/kWh** durante el trimestre.
- **CENS:** Registró un pico de **8,70 $/kWh** en noviembre, disminuyendo ligeramente a **7,71 $/kWh** en diciembre.

Hallazgos Atípicos y Alertas de Vigilancia

Desde la Dirección Técnica, identificamos situaciones que requieren especial atención:

- **Valores Negativos (ENELAR):** Reporta **-0,81 $/kWh** en octubre y **-0,80 $/kWh** en noviembre. Un valor negativo en el G Transitorio sugeriría una devolución de saldos al usuario o una compensación técnica, lo cual debe ser plenamente justificado bajo la regulación vigente de la CREG.
- **Faltantes de Información:**
  - **CEDENAR:** No reporta información para el mes de diciembre.
  - **ENEL COLOMBIA:** Inicia su reporte solo a partir de noviembre (**0,63 $/kWh**).
  - **ENERGUAVIARE:** Reporta **0,00 $/kWh** en octubre pero deja los meses de noviembre y diciembre vacíos.
- **Volatilidad en EPM:** Se observa un reporte de **2,60 $/kWh** en octubre, seguido de un **0,00 $/kWh** en noviembre y un regreso a **2,55 $/kWh** en diciembre. Este comportamiento intermitente es inusual en la recuperación de saldos de opción tarifaria y podría tratarse de un error de cargue.

Tendencia General del Trimestre (4T 2025)

Al observar el comportamiento agregado de los comercializadores que sí están aplicando el componente:

1. **Octubre:** Se registran los valores más altos de dispersión (RUITOQUE con 10,18).
2. **Noviembre y Diciembre:** La mayoría de las empresas estabilizan o reducen levemente su cobro (como **EDEQ** que baja de 4,31 a 3,84).
3. **Excepción: CETSA** muestra un incremento progresivo mes a mes, pasando de **1,73** a **2,72 $/kWh**.

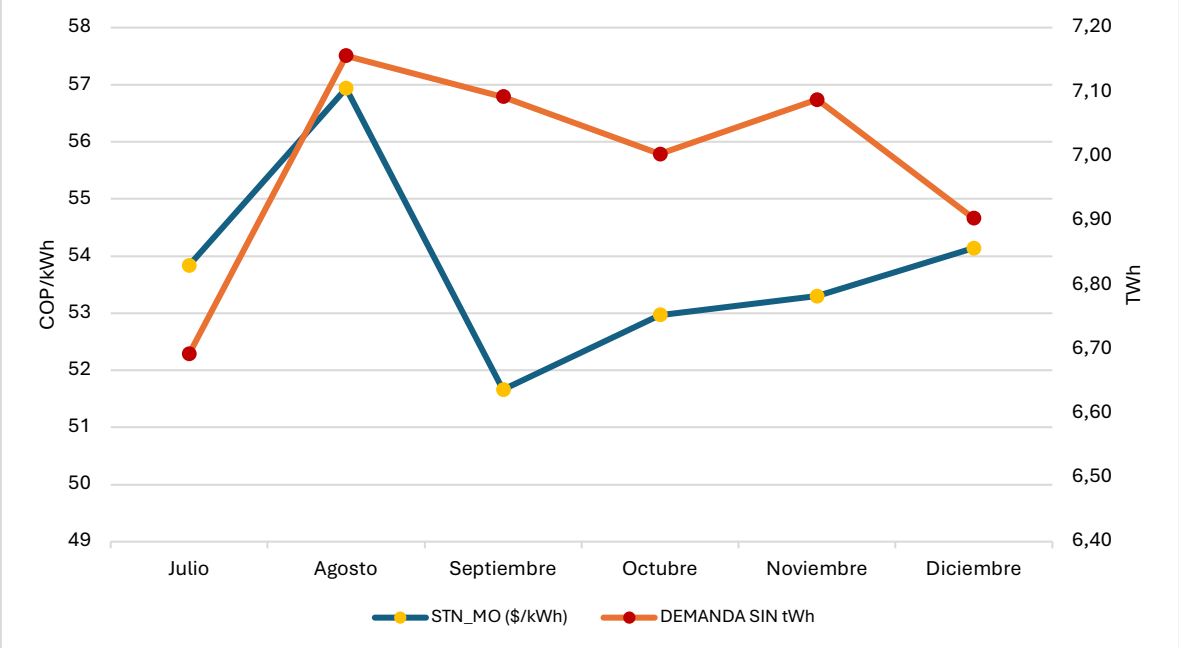
Transmisión (Tm)

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) 3T vs 4T



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

La representación gráfica permite observar la interacción entre el costo unitario de transporte de energía y el volumen total de demanda en el sistema. De acuerdo con el marco regulatorio establecido en la **Resolución CREG 011 de 2009**, el componente de Transmisión (Tm) es un valor único nacional calculado como el cociente entre los ingresos regulados de los transmisores y la demanda de energía del SIN.

- **Comportamiento en el 3T 2025 (Julio - septiembre):** Durante este periodo, el componente registró una alta volatilidad, alcanzando un pico máximo en agosto de aproximadamente **57 $/kWh**, coincidiendo con el punto más alto de demanda del semestre (~7,15 TWh). Al finalizar el trimestre en septiembre, el cargo disminuyó significativamente hasta situarse cerca de los **51,66 $/kWh**.
- **Tendencia en el 4T 2025 (octubre - diciembre):** Durante el cuarto trimestre, se evidencia una etapa de **estabilización técnica**. A diferencia de los movimientos abruptos del trimestre anterior, el componente Tm mantuvo una trayectoria ligeramente ascendente pero controlada:
    - **Octubre:** Se situó en aproximadamente **53 $/kWh**.
    - **Noviembre:** Registró un valor cercano a los **53,5 $/kWh**.
    - **Diciembre:** Cerró el año en aproximadamente **54,2 $/kWh**.
- **Correlación y Estabilidad:** A pesar de que la demanda en el SIN mostró fluctuaciones moderadas entre los **6,90 y 7,08 TWh** durante el cierre de año, el componente de transmisión no presentó caídas drásticas, lo que sugiere una estabilidad en los ingresos regulados netos a compensar y liquidar por parte del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC).

Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 4T 2025

CONCEPTO	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP)	379.042.558.500	379.869.194.890	373.992.093.613
Ingreso Variante Guatapé ($)	235.268.012	235.632.586	232.309.888
Otros Conceptos ($)	0	0	0
Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores ($)	**378.807.290.488**	**379.633.562.304**	**373.759.783.725**
Ingreso a Compensar ($)	102.310.416	49.378.036	92.162.134
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado ($)	-928.946.806	5.827.723.241	373.667.621.591
Energía del SIN (kWh)	7.003.276.753	7.087.719.518	6.903.196.477,28
ΔT ($/kWh)	-0,436647	-0,002107	0,131016
Componente T ($/kWh)	**53,64**	**53,55**	**54,26**

Fuente: Cálculo a partir de información de XM[6] – elaboración DTGE 2025

Cálculo Componente Transmisión - 4T 2025

El cálculo del componente de transmisión, con base en los valores liquidados por el LAC (XM) para el cuarto trimestre de 2025, revela un comportamiento estable y acorde con la senda regulatoria durante el cierre del año.

- **Estabilidad en el Componente T:** Durante el trimestre, el componente de Transmisión se mantuvo dentro de rangos operativos normales, con valores de 53,64 $/kWh, 53,55 $/kWh y 54,26 $/kWh para octubre, noviembre y diciembre, respectivamente. Esta homogeneidad en los resultados refleja la correcta aplicación de la metodología de cargos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y una senda de precios consistente.
- **Coherencia en los Ingresos:** Los ingresos regulados brutos presentaron una tendencia uniforme a lo largo del trimestre, oscilando entre los 378 mil millones y 379 mil millones de pesos. Esta consistencia en los ingresos confirma una liquidación regular de los cargos, permitiendo una previsibilidad financiera adecuada tanto para los transportadores como para los agentes del mercado.
- **Estabilidad de la Demanda:** La energía total demandada en el SIN se mantuvo estable, con una variación mínima entre los 6.903 y 7.087 millones de kWh. Este comportamiento de la demanda, sumado a la estabilidad de los ingresos y el componente T, confirma que el cargo de transmisión operó bajo condiciones normales de mercado, sin verse afectado por ajustes extraordinarios o volatilidades atípicas en el periodo.

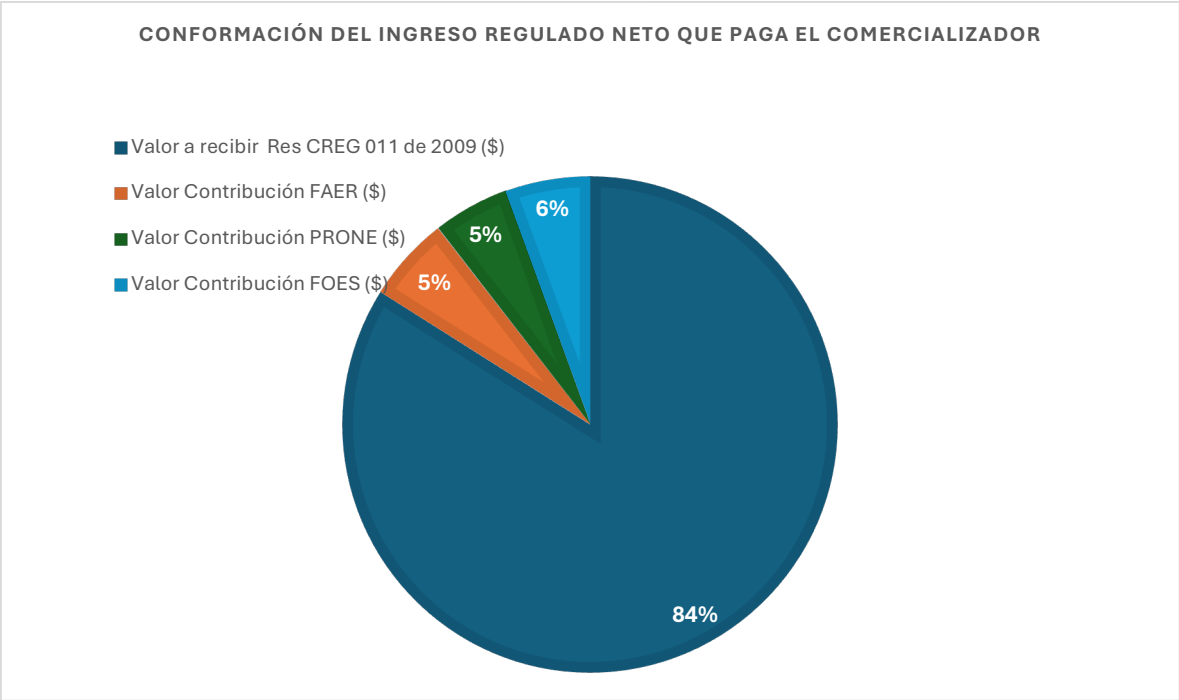
[6] Información extraída del portal privado de XM S.A. E.S.P. y descargar la liquidación de cargos estimados del STN de cada uno de los meses del trimestre siguiendo la siguiente ruta: ir al portal privado > Transacciones > Liquidaciones > Liquidación LAC > STN > Liquidación STN - Cargos estimados STN.

La Figura 22 detalla la estructura del Ingreso Regulado Neto (IRN) que financian los comercializadores por concepto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) durante el cuarto trimestre de 2025. La conformación porcentual de este rubro es fundamental para entender que el costo de transporte no se limita exclusivamente a la remuneración de la infraestructura, sino que incorpora fondos destinados a objetivos de política social y desarrollo sectorial.

Al analizar la distribución para el cierre del año, se identifican los siguientes componentes:

- **Remuneración a Transportadores (84%):** Representa la mayor parte del ingreso, correspondiente al valor a recibir por los transportadores establecido en la **Resolución CREG 011 de 2009**. Esta participación se mantuvo estable frente al 84,3% registrado en el trimestre anterior.
- **Fondos de Solidaridad y Desarrollo (16%):** El porcentaje restante se compone de contribuciones obligatorias que buscan financiar la equidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional. Se desglosa de la siguiente manera:
    - **Contribución FOES (6%):** El Fondo de Orientación Energética Sectorial incrementó levemente su peso relativo frente al 5,4% del 3T.
    - **Contribución PRONE (5%):** Los recursos para el Programa de Normalización de Redes Eléctricas mantuvieron una participación constante respecto al periodo anterior (4,9% en 3T).
    - **Contribución FAER (5%):** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas reportó una participación similar a los demás fondos, mostrando un leve ajuste frente al 5,4% del trimestre previo.

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



Fuente: Información XM - Liquidación STN - Cargos estimados STN

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 2088 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[7].

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

[7] DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena, CaribeMar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.

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 ENERGUAVIARE 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 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

Operador de Red	Mercado
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 3T 2025	PROMEDIO 4T 2025	% Variación Componente Distribución
	CENTRO	311,82	312,52	0,23%
	ORIENTE	267,03	266,99	-0,01%
	OCCIDENTE	293,99	297,48	1,19%
	SUR	268,26	269,99	0,65%
SIN ADD	CARIBEMAR	199,07	199,60	0,27%
	ENERGUAVIARE	191,86	192,32	0,24%
	DISPAC	179,25	179,42	0,09%
	AIR-E	191,86	129,31	-32,60%

Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – cálculos DTGE 2025

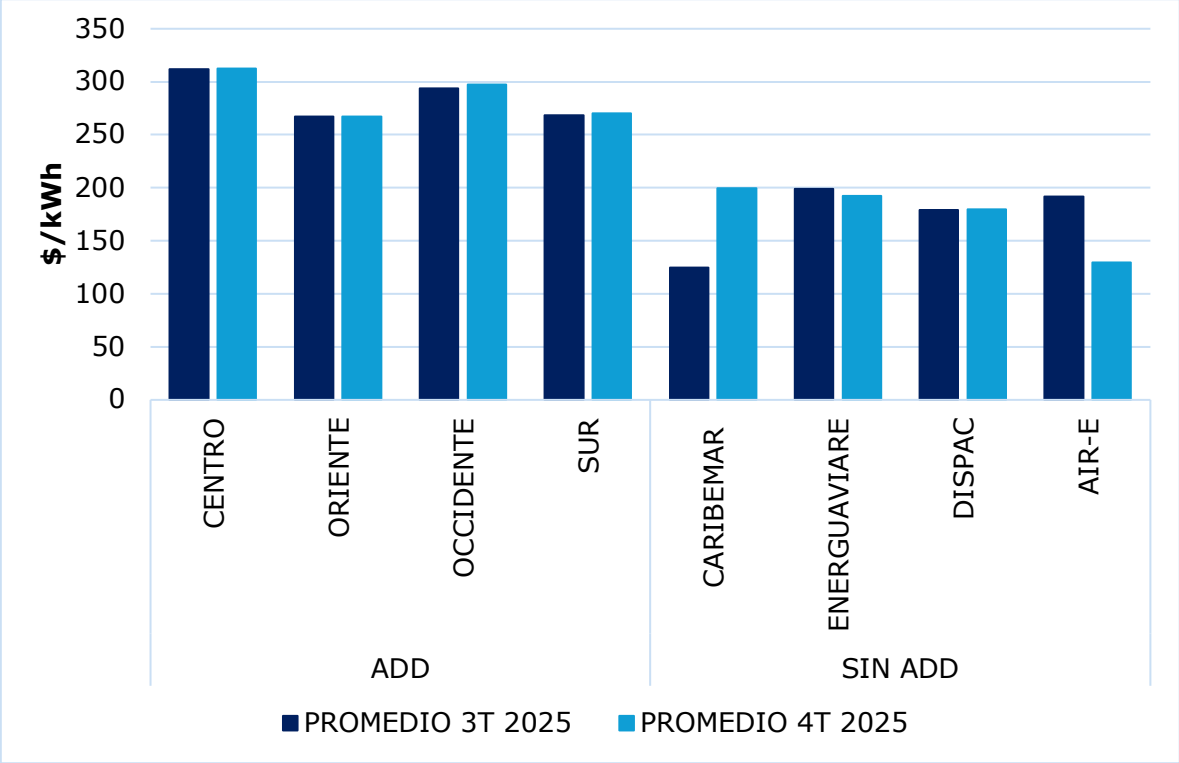
Durante el cuarto trimestre de 2025, el componente de Distribución (Dt) para el Nivel de Tensión 1 (NT1) mostró un comportamiento bimodal: estabilidad en las Áreas de Distribución (ADD) formalmente constituidas y volatilidad extrema en los mercados independientes (Sin ADD).

- **Estabilidad en las ADD:** Las áreas agrupadas presentaron variaciones marginales que reflejan la indexación periódica de los ingresos regulados.

- **ADD Occidente (+1,19%)** y **ADD Sur (+0,65%)** registraron los incrementos más notables del grupo, situándose en **297,48 $/kWh** y **269,99 $/kWh** respectivamente.
- **ADD Centro (+0,23%)** y **ADD Oriente (-0,01%)** mostraron una estabilidad casi total. No obstante, la **ADD Centro** continúa consolidándose como la zona con el costo de distribución más elevado del país, alcanzando los **312,52 $/kWh**.

- **Volatilidad en Mercados Independientes (Sin ADD):** Este segmento reportó los cambios más drásticos del periodo, derivados de ajustes significativos en el reconocimiento de ingresos de activos para la región Caribe:
  - **AIR-E:** En sentido opuesto, presentó una reducción drástica del **-32,60%**, cerrando el año con un cargo de **129,31 $/kWh**.
  - **ENERGUAVIARE:** Mostró una disminución del **-3,39%**, situándose en **192,32 $/kWh**.

Figura 23. Evolución Componente de Distribución 3T 2025 Vs 4T 2025



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

En el bloque de las ADD, se observa una **estabilidad estructural** que refleja la madurez del esquema de unificación de cargos:

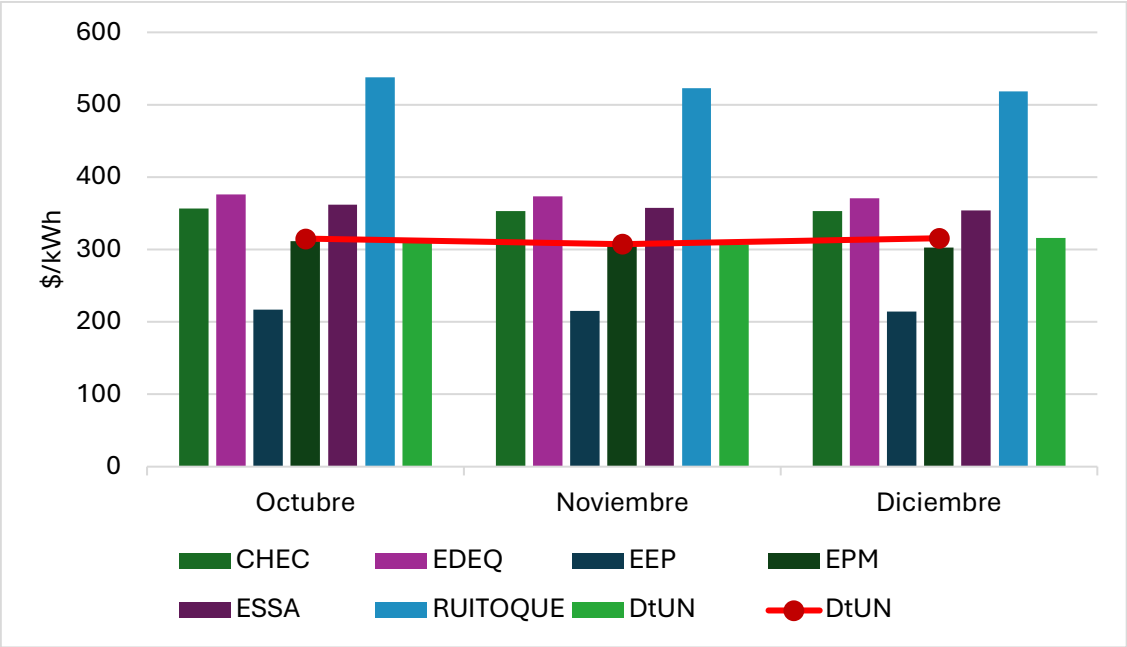
- **Pico de Costo en el Centro:** Visualmente, la barra de la **ADD Centro** es la más alta de todo el sistema, consolidándose por encima de los **312 $/kWh**. Esta región soporta los cargos de distribución más elevados del país.
- **Homogeneidad:** Las áreas **Oriente, Occidente y Sur** mantienen niveles muy similares entre sí (en el rango de 260-290 $/kWh). El ligero incremento en la barra azul claro de **Occidente** es el cambio más perceptible en este grupo, alineado con el ajuste por IPP reportado.

Análisis de Mercados Independientes (SIN ADD)

Este segmento es el que presenta la mayor **volatilidad y contraste visual**, lo que evidencia dinámicas regulatorias o de inversión muy agresivas:

- **El Salto de Caribemar:** Es el movimiento más disruptivo de la gráfica. La barra del 4T es notablemente superior a la del 3T, reflejando visualmente el incremento del **60,07%**. Esto posiciona a Caribemar en un nivel de costos similar al de Energuaviare, abandonando su posición histórica de "distribución económica".
- **La Caída de Air-e:** En contraste total, **Air-e** muestra una reducción drástica en la altura de su barra para el cierre de año. Esta disminución del **-32,60%** la convierte, al cierre de diciembre, en el mercado con el cargo de distribución más bajo entre los analizados.
- **Estabilidad en DISPAC:** El mercado del Chocó se visualiza como el más constante del grupo "Sin ADD", con barras prácticamente idénticas en ambos periodos.

Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

El análisis de la **Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro**, correspondiente al cuarto trimestre de 2025, permite entender cómo opera el mecanismo de unificación de cargos (estampillado) en una de las áreas de distribución más importantes del país.

Aquí los puntos clave del comportamiento técnico:

El Mecanismo de Unificación DtUN

La línea roja y las barras verde claro representan el **Cargo de Distribución Unificado DtUN**. Este es el valor que finalmente se traslada al usuario tras promediar los costos de todos los Operadores de Red (OR) que integran la **ADD Centro**.

- Durante el trimestre, este cargo se mantuvo con una estabilidad envidiable, oscilando levemente alrededor de los **312 $/kWh**.
- El ligero repunte en diciembre es apenas perceptible, lo que garantiza predictibilidad para el usuario final.

Dispersión de Cargos Individuales

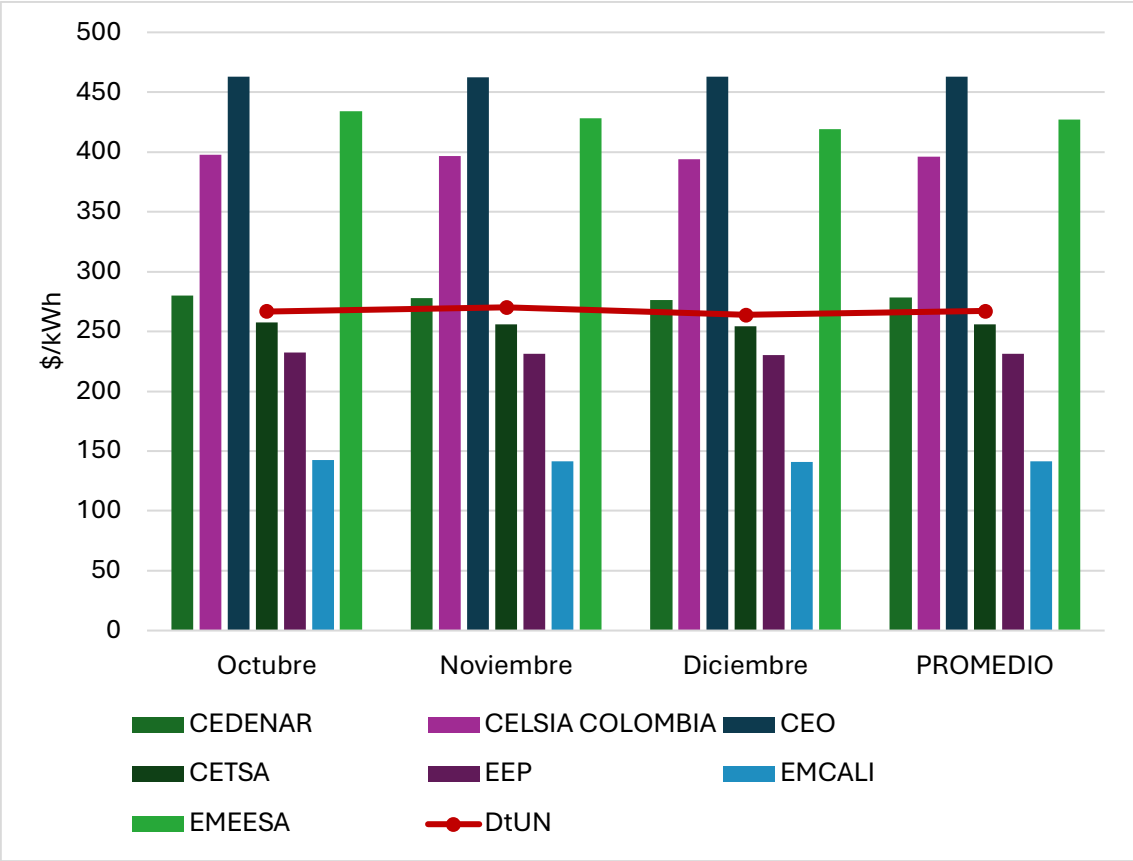
La gráfica evidencia las enormes diferencias en los costos operativos y de inversión de cada empresa antes de ser unificados:

- **Ruitoque:** Se mantiene consistentemente como el agente con los costos más elevados, superando los **500 $/kWh**. Sin el mecanismo de la ADD, los usuarios de Ruitoque pagarían la tarifa de distribución más cara del grupo.
- **EEP (Eficiencia en Pereira):** En el extremo opuesto, la Empresa de Energía de Pereira reporta los cargos individuales más bajos, situándose cerca de los **215 $/kWh**. En la práctica, este mercado "aporta" su eficiencia para subsidiar el promedio de los mercados más costosos de la misma área.
- **El Grupo Central (EDEQ, CHEC, ESSA, EPM):** Estos agentes orbitan más cerca de la línea de unificación. Destaca **EDEQ (Quindío)** como el más costoso de este subgrupo (rozando los **380 $/kWh**), mientras que **EPM** es el que más se alinea con el promedio del cargo unificado.

Hallazgos y Omisiones Técnicas

- **Dato faltante en Diciembre:** Se observa la **ausencia de la barra de CHEC** en el mes de diciembre. Esto sugiere una falta de reporte oportuno en el Formato T12 del SUI para ese periodo específico, lo cual es un punto de atención para la supervisión.
- **Efecto Compensatorio:** La gráfica ilustra perfectamente la función de la ADD: "aplanar" las diferencias. Mientras los costos individuales suben o bajan por inversiones locales o IPP, el DtUN (línea roja) actúa como un amortiguador de volatilidad.

Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

El análisis de la **Figura 25. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Occidente**, correspondiente al cuarto trimestre de 2025, revela cómo el mecanismo de Áreas de Distribución (ADD) redistribuye los costos de infraestructura y operación en la región occidental del país.

A continuación, los puntos técnicos más relevantes del comportamiento observado:

El Cargo Unificado DtUN

La línea roja representa el **Cargo de Distribución Unificado DtUN**, que es el valor final que los comercializadores aplican a sus usuarios regulados en el Nivel de Tensión 1.

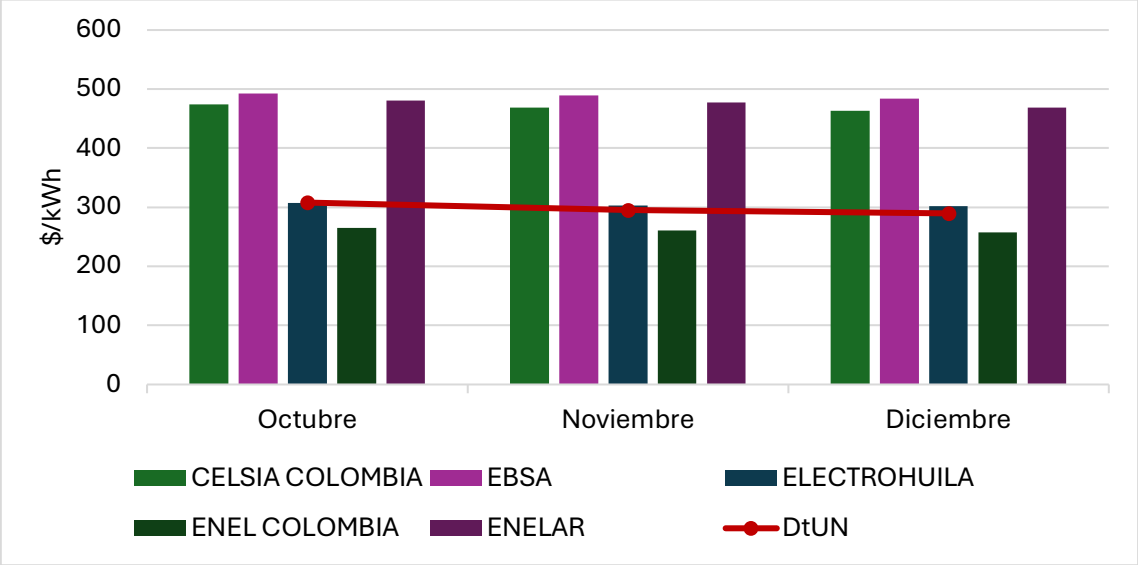
- Durante el cuarto trimestre, este cargo mostró una estabilidad sobresaliente, manteniéndose en un promedio de **266 $/kWh**.
- Esta cifra es significativamente menor a la observada en la ADD Centro (~312 $/kWh), lo que posiciona a la región de Occidente con costos de transporte de energía más competitivos para el usuario final.

Dispersión de Costos por Operador

La gráfica muestra una brecha técnica muy amplia entre los costos individuales de las empresas antes de entrar al esquema de unificación:

- **Los Operadores de Alto Costo (CEO y EMEESA):** La barra de **CEO (Cauca)** es la más alta del grupo, superando los **460 $/kWh**, seguida de cerca por **EMEESA** (~430 $/kWh). Sin el mecanismo de la ADD, los habitantes del Cauca y de las zonas atendidas por EMEESA pagarían una de las distribuciones más caras de Colombia debido a la complejidad geográfica y la baja densidad de usuarios por kilómetro de red.
- **Los Operadores Eficientes (EMCALI y EEP):** En el otro extremo, **EMCALI** reporta el costo de distribución más bajo, rondando los **140 $/kWh**, mientras que la **Empresa de Energía de Pereira (EEP)** se sitúa cerca de los **230 $/kWh**. Estas empresas, al operar en zonas urbanas densamente pobladas, logran economías de escala que "subsidian" técnicamente a las zonas rurales o de difícil gestión.
- **Segmento Medio (CEDENAR, CELSIA, CETSA):** Estos agentes presentan costos que oscilan entre **250 y 400 $/kWh**. Es notable que **CEDENAR** y **CETSA** se encuentran muy cerca del punto de equilibrio del cargo unificado.

Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

El análisis de la **Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente**, correspondiente al cuarto trimestre de 2025, permite observar la dinámica de compensación tarifaria en la región oriental del país (Boyacá, Huila, Arauca y zona central).

Aquí los puntos técnicos fundamentales:

El Cargo Unificado DtUN

La **línea roja** marca el **Cargo de Distribución Unificado DtUN**. Es el valor "estampillado" que la comercializadora cobra al usuario final en el Nivel de Tensión 1.

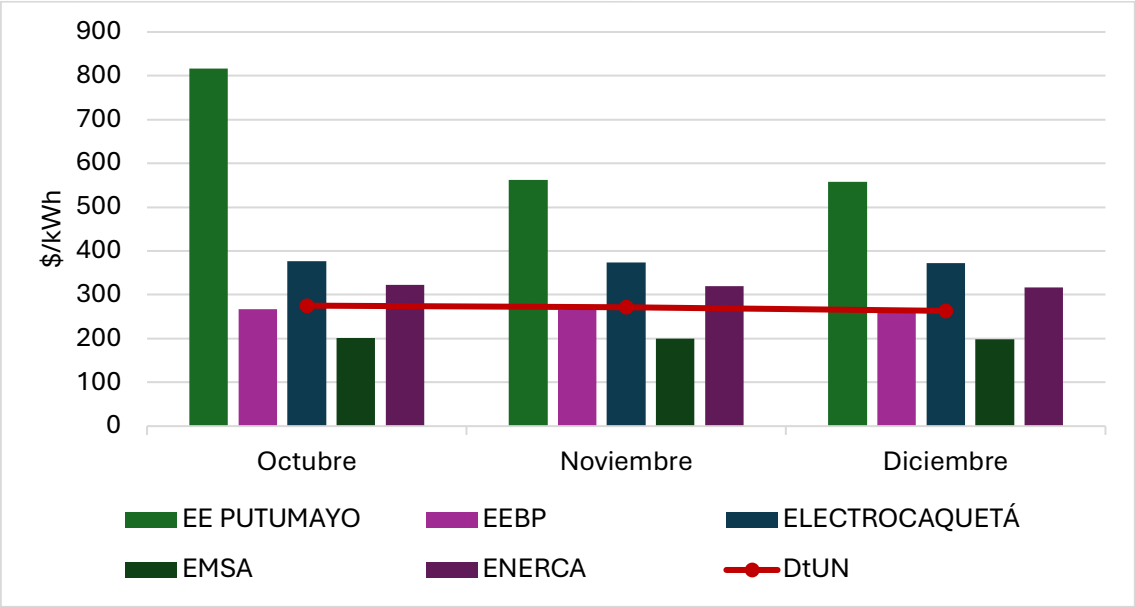
- Durante el trimestre, este cargo mostró una estabilidad notable, orbitando los **267 $/kWh** (aunque visualmente en esta gráfica se posiciona cerca de la marca de los 300, reflejando el promedio ponderado de la zona).
- Este mecanismo asegura que un usuario en Arauca (zona dispersa) no pague una tarifa prohibitiva comparada con uno en Bogotá o Neiva.

Dispersión de Costos por Operador

La gráfica revela una de las brechas más amplias entre costos operativos individuales dentro del sistema nacional:

- **Los Operadores de Alto Costo (EBSA, ENELAR y CELSIA):** Estas tres empresas presentan barras que duplican o casi duplican la línea de unificación. **EBSA (Boyacá)** y **ENELAR (Arauca)** reportan cargos individuales cercanos a los **500 $/kWh**. Esto se debe a la gran extensión de sus redes rurales y la baja densidad de clientes, lo que eleva el costo de mantenimiento por usuario.
- **El Operador Eficiente (ENEL COLOMBIA):** Representado por la barra verde oscuro, se sitúa consistentemente por debajo de la línea roja, rondando los **260 $/kWh**. Al operar en zonas con alta densidad poblacional, su costo unitario de distribución es mucho menor.
- **El Punto de Equilibrio (ELECTROHUILA):** La barra de **ELECTROHUILA** (azul oscuro) es la que más se aproxima al cargo unificado, actuando prácticamente como el eje de neutralidad del área oriente durante este trimestre.

Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

El análisis de la **Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur**, correspondiente al cuarto trimestre de 2025, permite identificar la dinámica de compensación en la zona sur y oriente del país (Casanare, Meta, Caquetá y Putumayo).

Esta región presenta uno de los desafíos geográficos más complejos para la distribución de energía, lo cual se refleja en las siguientes observaciones técnicas:

El Cargo Unificado DtUN

La **línea roja DtUN** representa el cargo que finalmente pagan los usuarios tras el proceso de estampillado regional.

- Durante el cuarto trimestre, el cargo unificado se mantuvo con una estabilidad notable, situándose en un promedio de **268,26 $/kWh**.
- Es fundamental notar que este valor es muy similar al de las ADD Oriente y Occidente, lo que indica una convergencia tarifaria efectiva a nivel nacional para el transporte de energía.

Dispersión y Subsidios Cruzados

La gráfica muestra brechas de costo extremas entre los operadores que integran esta área:

- **EE PUTUMAYO (El caso más crítico):** Presenta los costos de distribución más altos de todo el país. En octubre, su cargo individual superó los **800 $/kWh**, y aunque bajó en noviembre y diciembre, se mantuvo por encima de los **550 $/kWh**. Sin el mecanismo de la ADD, la tarifa en el Putumayo sería socialmente insostenible.

- **EMSA (Meta - El motor de eficiencia):** La barra verde oscuro muestra un costo individual de aproximadamente **200 $/kWh**, muy por debajo de la línea roja. Debido a su mayor densidad de usuarios y volumen de energía, EMSA es el agente que "aporta" la mayor parte del subsidio técnico para equilibrar los costos de los departamentos vecinos.
- **ELECTROCAQUETÁ y ENERCA:** Ambos operadores reportan costos individuales (entre **320 y 380 $/kWh**) superiores al cargo unificado, lo que significa que sus usuarios también se ven beneficiados por el mecanismo de estampillado.

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 3T	Promedio 4T
STR NORTE	**TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)**	77.668.996.373	77.657.444.887
	Compensación total - CAL (COP)	1.771.393.570	1.165.373.030
	Compensación total - PPA (COP)	0	0
	Compensación total - VTG (COP)	0	0
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	**75.897.602.803**	**76.492.071.857**
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.876.912.687	1.829.200.986
	ΔSTR ($/kWh)	0,039	0,062
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 ($/kWh)	**40,52**	**41,88**

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

El STR comprende los activos que operan en el **Nivel de Tensión 4** y sirven de vínculo entre el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y los sistemas de distribución local. Según la regulación vigente (**Resolución CREG 015 de 2018**), estos cargos son liquidados por el LAC (XM).

Evolución del Ingreso y Compensaciones:

- **Estabilidad del Ingreso Bruto:** El Ingreso Mensual Bruto del STR Norte se mantuvo sumamente estable, con una variación insignificante de apenas 11 millones de pesos (de **77.668 millones** en el 3T a **77.657 millones** en el 4T).
- **Eficiencia en Compensaciones (CAL):** Se observa una reducción notable en las compensaciones por calidad (CAL), las cuales pasaron de **1.771 millones** a **1.165 millones** de pesos. Esta disminución del **34%** en las compensaciones indica un mejor desempeño técnico de los activos del nivel 4 en la región Norte durante el cierre del año.
- **Incremento del Ingreso Neto:** Debido a que se restaron menos compensaciones al ingreso bruto, el **Ingreso Mensual Neto** que perciben los transportadores aumentó, situándose en **76.492 millones de pesos** para el 4T.

Comportamiento del Cargo CD4 ($/kWh)
El cargo por uso del Nivel de Tensión 4 (**CD4**) para la zona Norte experimentó un incremento técnico derivado de dos factores concurrentes:

1. **Aumento del Numerador:** El ya mencionado incremento en el ingreso neto recuperable.
2. **Reducción del Denominador (Energía):** La energía transportada por el STR Norte disminuyó en aproximadamente 47 millones de kWh (un **-2,5%**), pasando de 1.876 millones a **1.829 millones de kWh**.

Como resultado de estas variables, el **Cargo CD4 Norte** subió de **40,52 $/kWh** en el 3T a **41,88 $/kWh** en el 4T, lo que representa un ajuste al alza del **3,36%**

Tabla 29.Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

	CONCEPTO	Promedio 3T	Promedio 4T
STR CENTRO SUR	**TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)**	161.990.216.052	162.610.110.806
	Compensación total - CAL (COP)	1.027.196.486	1.049.497.909
	Compensación total - PPA (COP)	0	0
	Compensación total - VTG (COP)	312.240	0
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	160.963.019.565	161.560.612.897
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.543.443.768	4.597.920.219
	ΔSTR ($/kWh)	0,0506	0,0354
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 ($/kWh)	35,504	35,177

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Análisis del Sistema de Transmisión Regional - STR Centro-Sur

El sistema **STR Centro-Sur** es significativamente más robusto que el del Norte, manejando un volumen de ingresos y energía que duplica al de su contraparte. Este sistema atiende la demanda de los departamentos del centro del país, el occidente y el sur.

Dinámica de Ingresos y Compensaciones

- **Crecimiento del Ingreso Bruto:** A diferencia de la estabilidad absoluta del Norte, el ingreso bruto en el Centro-Sur registró un incremento de aproximadamente **620 millones de pesos** (pasando de 161.990 millones en el 3T a **162.610 millones** en el 4T).
- **Compensaciones por Calidad (CAL):** Se observó un ligero incremento en las compensaciones pagadas por los transportadores, situándose en **1.049 millones de pesos**. Esto sugiere que, a diferencia del Norte, en esta zona no hubo una mejora notable en los indicadores de calidad técnica de la red de nivel 4 durante el cierre de año.
- **Eliminación del rubro VTG:** La compensación por variantes (VTG), que era marginal en el 3T, desapareció completamente en el último trimestre.
- **Ingreso Neto:** El Ingreso Mensual Neto recuperable vía tarifa cerró en **161.560 millones de pesos**.

Comportamiento del Cargo CD4 ($/kWh)

A pesar del incremento en el ingreso neto, el cargo unitario para el usuario final en la zona Centro-Sur presentó una tendencia a la **baja**, lo cual es un comportamiento opuesto al registrado en el Norte:

1. **Crecimiento de la Demanda:** La energía transportada por el sistema Centro-Sur aumentó en un **1,2%**, pasando de 4.543 millones a **4.597 millones de kWh**.
2. **Economía de Escala:** Dado que la demanda creció en una proporción superior al incremento del ingreso neto, el costo fijo del sistema se distribuyó sobre una base de consumo mayor.

Como resultado, el **Cargo CD4 Centro-Sur** disminuyó de **35,504 $/kWh** en el 3T a **35,177 $/kWh** en el 4T.

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[8], 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 2025[9], 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 tercer trimestre de 2025 y segundo 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.

Tabla 30. Variación Componente C 3T vs 3T

TIPO	ADD	C promedio ($/kWh)		Variación trimestral (%)
		TRIMESTRE 3 2025	TRIMESTRE 4 2025	
C-OR	CENTRO	88,54	82,92	-6,35%
	OCCIDENTE	98,29	89,02	-9,43%
	ORIENTE	121,72	111,31	-8,55%
	SIN ADD	99,53	104,45	4,94%
	SUR	132,55	127,29	-3,97%
C-PURO	CENTRO	53,00	53,62	1,17%
	OCCIDENTE	42,03	45,39	8,00%
	ORIENTE	47,83	52,84	10,49%
	SIN ADD	71,50	85,62	19,75%
	SUR	45,84	55,36	20,78%

[8] 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.
[9] CREG (2023, 2025). Resoluciones 101 028 de 2023 y 101 029 de 2025, “Por las cuales se regulan los mecanismos de reconocimiento y compensación de los saldos de la Opción Tarifaria (COT).

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El componente **C** remunera los costos de lectura, facturación, atención al cliente y el riesgo de cartera. Durante el cuarto trimestre (4T) de 2025, se observa un fenómeno de **divergencia marcada** entre los dos tipos de prestadores:

1. Comercializadores - Operadores de Red (C-OR)

Este grupo, que integra la actividad de red con la comercial, mostró una tendencia mayoritariamente **bajista**, lo que sugiere ganancias en eficiencia operativa o dilución de costos fijos ante un posible aumento en el volumen de ventas:

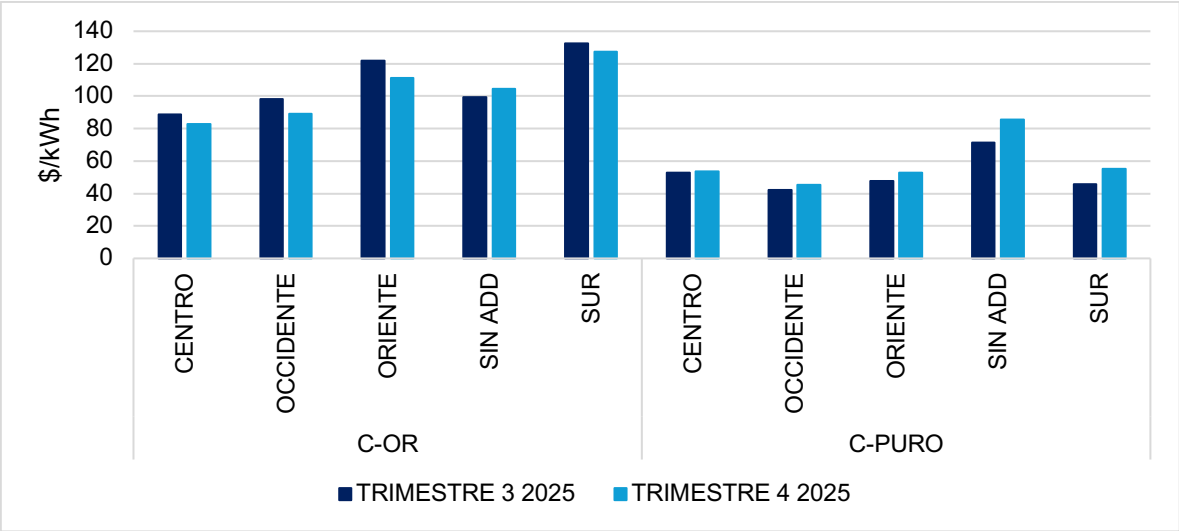
- **Mayores Reducciones:** La **ADD Occidente** lideró la caída con un **-9,43%**, seguida de la **ADD Oriente (-8,55%)** y la **ADD Centro (-6,35%)**.
- **Comportamiento Atípico:** El segmento **Sin ADD** fue el único que registró un incremento en este grupo (**+4,94%**), situándose en **104,45 $/kWh**.
- **Costo por Región:** La **ADD Sur** continúa siendo la más costosa para operar comercialmente (**127,29 $/kWh**), a pesar de haber reducido sus costos en un **3,97%**.

2. Comercializadores Puros (C-PURO)

A diferencia de los OR, los prestadores independientes o "puros" enfrentaron un trimestre con presiones al alza extremadamente agresivas:

- **Incrementos Críticos:** Los mercados de la **ADD Sur (+20,78%)** y **Sin ADD (+19,75%)** registraron alzas de doble dígito, reflejando un encarecimiento en sus procesos de gestión comercial o un aumento en las primas por riesgo de cartera.
- **Estabilidad en el Centro:** Solo en la **ADD Centro** se observó un ajuste moderado del **1,17%**.
- **Eficiencia Relativa:** A pesar de las fuertes alzas, en términos absolutos, los Comercializadores Puros siguen operando con cargos muchos menores (rango de **45-85 $/kWh**) en comparación con los C-OR (rango de **80-127 $/kWh**).

Figura 28. Promedio Componente Comercialización 3T 2025 Vs 4T 2025 ($/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Promedio Componente Comercialización 3T 2025 Vs 4T 2025 permite contrastar las tendencias de eficiencia comercial entre los dos grandes modelos de prestación del servicio en Colombia.

Análisis por Tipo de Prestador

1. Comercializadores - Operadores de Red (C-OR)

Este grupo muestra una clara **tendencia a la baja** en la mayoría de sus mercados.

- **Eficiencia en ADDs:** Se observa visualmente que en las áreas **Centro, Occidente, Oriente y Sur**, la barra azul claro es menor a la azul oscuro. Esto sugiere que los grandes operadores han logrado optimizar sus costos de facturación, lectura y recaudo durante el cierre del año.
- **Excepción en Sin ADD:** El único segmento donde los costos subieron para los OR fue en los mercados no integrados a áreas de distribución, reflejando posibles dificultades operativas en zonas geográficamente dispersas.
- **Valores Absolutos:** Este grupo mantiene los costos más elevados del sistema, superando los **100 $/kWh** en las zonas Oriente y Sur.

2. Comercializadores Puros (C-PURO)

A diferencia de los operadores de red, los agentes puros muestran una **tendencia alcista generalizada**:

- **Incrementos Visibles:** En todas las regiones (Centro, Occidente, Oriente, Sin ADD y Sur), la barra del cuarto trimestre supera a la del tercero.

- **Presión de Costos:** Los incrementos son especialmente notorios en los mercados **Sin ADD** y **Sur**, donde la altura de la barra azul claro creció de forma más pronunciada. Esto podría estar asociado a un aumento en las provisiones por riesgo de cartera o mayores costos de atención al usuario al cierre de la vigencia.
- **Ventaja Competitiva:** A pesar del alza, sus costos siguen siendo significativamente menores que los de los C-OR, moviéndose mayoritariamente en un rango entre **45 y 60 $/kWh**, con excepción del segmento Sin ADD.
- **Variación Componente de Comercialización - Grupo 1 empresas con más de 750.000 usuarios**

Tabla 31. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1

EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 3 2025	Trimestre 4 2025	Variación trimestral (%)
AIRE	CARIBE SOL	147,70	178,55	20,88%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	210,49	210,44	-0,03%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	25,26	25,23	-0,12%
	TOLIMA	206,22	204,17	-0,99%
	VALLE DEL CAUCA	161,64	136,71	-15,42%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	68,24	67,12	-1,65%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	76,65	76,83	0,23%
EPM	ANTIOQUIA	116,23	114,34	-1,63%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	25,92	25,67	-0,98%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	23,28	22,64	-2,74%
	TOLIMA	209,00	0,00	-100,00%
	VALLE DEL CAUCA	47,45	26,12	-44,96%
ESSA	SANTANDER	127,62	113,94	-10,71%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Análisis de los Grandes Comercializadores

- **El Incremento Crítico de AIRE (Caribe Sol):** Se destaca como el agente con el alza más pronunciada del grupo, con una variación del **+20,88%**, pasando de **147,70 $/kWh** a **178,55 $/kWh**. Este incremento en los costos de comercialización para el mercado de la región Caribe sugiere una presión al alza en los gastos operativos de gestión de clientes o en las provisiones de cartera.

- **Estabilidad en la Región Caribe (Caribemar):** A diferencia de AIRE, **Caribemar** mantuvo una estabilidad absoluta en su cargo de comercialización, con una variación marginal del **-0,03%**, consolidándose como el prestador con el costo más alto del grupo (**210,44 $/kWh**).

- **Ganancias en Eficiencia (Celsia, ESSA y EPM):** * **ESSA (Santander):** Registró una reducción importante del **-10,71%**, cerrando en **113,94 $/kWh**.

    - **Celsia Colombia:** Reportó una caída significativa en su mercado del **Valle del Cauca (-15,42%)**, aunque sus otros mercados (Cali y Tolima) mostraron variaciones mínimas.

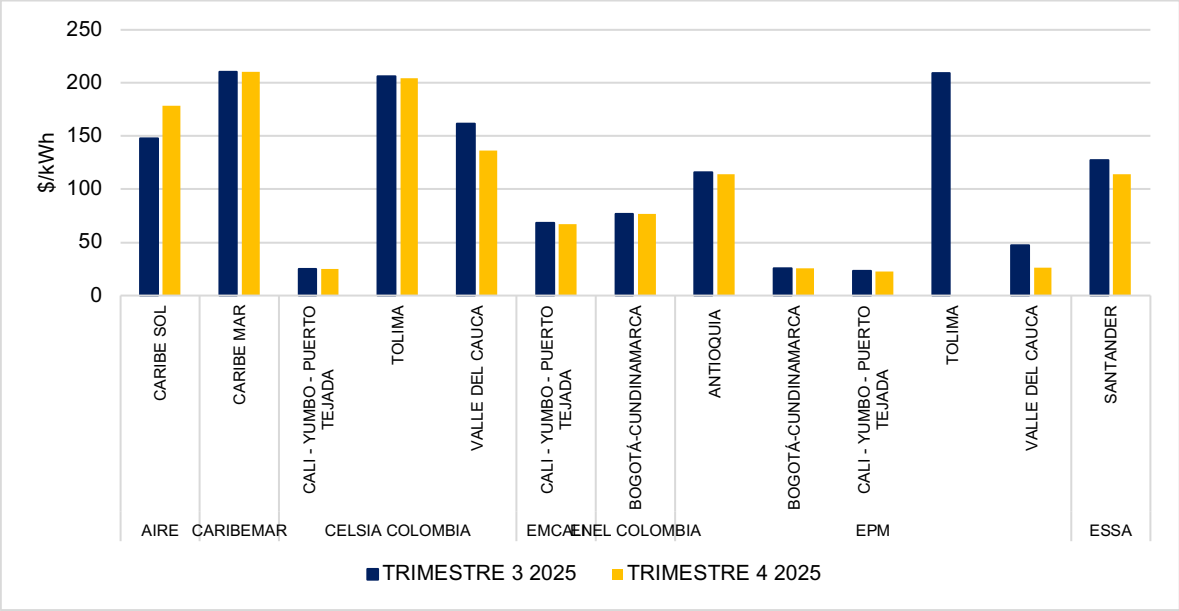
    - **EPM:** Presentó una reducción del **-44,96%** en su operación del Valle del Cauca, lo que indica una optimización agresiva de sus costos comerciales en esa zona.

- **Comportamiento Neutral (ENEL y EMCALI):** Los prestadores de las áreas metropolitanas de Bogotá y Cali mostraron variaciones mínimas (**0,23%** y **-1,65%** respectivamente), lo que refleja una madurez y estabilidad en sus procesos de atención y facturación.

Observaciones sobre Calidad de Información

- **Caso Atípico - EPM Tolima:** La tabla registra una variación del **-100%** para el mercado de Tolima atendido por EPM (pasando de 209,00 a **0,00 $/kWh**). Técnicamente, esto no representa una gratuidad del componente, sino una probable **omisión en el reporte de información** al SUI para el tercer trimestre o un cese de operaciones en ese mercado específico por parte del agente.

Figura 29. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 3T 2025 Vs 4T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

La variación del componente de Comercialización (C) para el Grupo 2 de comercializadores, mostrando una tendencia mayoritaria a la reducción, pero con incrementos notorios en mercados específicos.

Tabla 32. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2

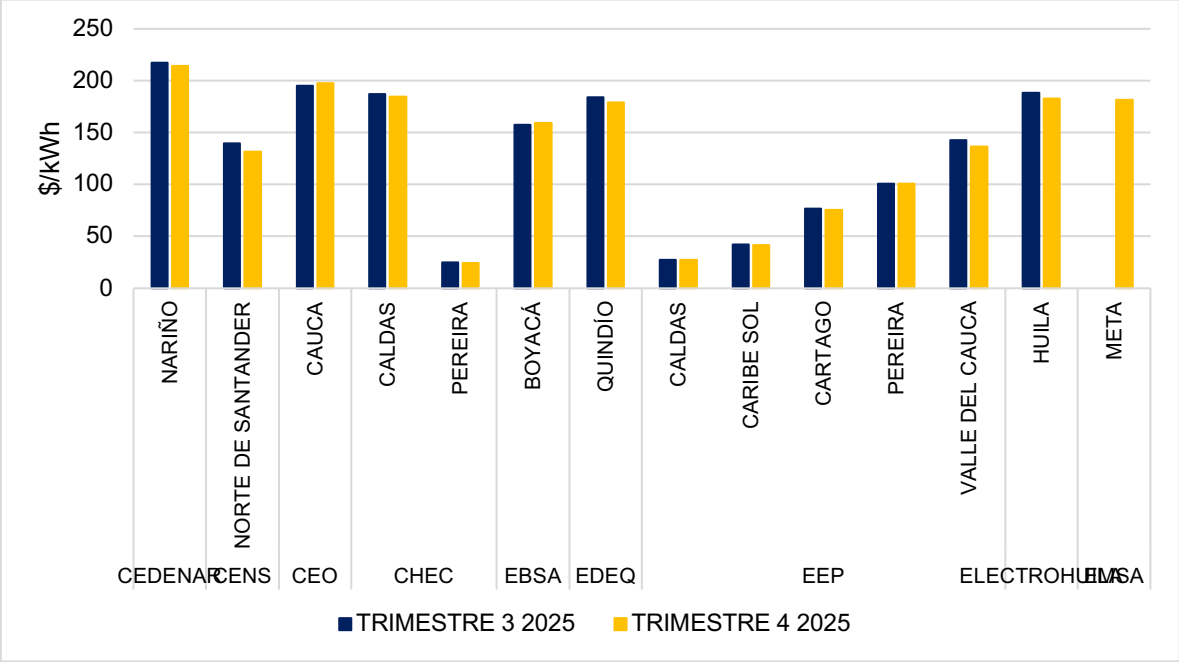
EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 3 2025	Trimestre 4 2025	Variación trimestral (%)
CEDENAR	NARIÑO	217,16	214,28	-1,32%
CENS	NORTE DE SANTANDER	139,72	131,81	-5,66%
CEO	CAUCA	195,39	197,70	1,18%
CHEC	CALDAS	186,91	184,88	-1,09%
	PEREIRA	24,72	24,08	-2,60%
EBSA	BOYACÁ	157,72	159,62	1,21%
EDEQ	QUINDÍO	184,29	178,87	-2,94%
EEP	CALDAS	27,56	27,35	-0,77%
	CARIBE SOL	42,11	41,38	-1,74%
	CARTAGO	77,09	75,41	-2,18%
	PEREIRA	101,07	100,61	-0,45%
	VALLE DEL CAUCA	142,52	136,71	-4,08%
ELECTROHUILA	HUILA	188,64	182,62	-3,19%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Este grupo se caracteriza por una tendencia general hacia la **optimización de costos**, con la mayoría de los agentes reportando variaciones negativas (reducciones):

- **Liderazgo en Costos (CEDENAR):** El mercado de Nariño continúa registrando el cargo de comercialización más elevado del grupo, situándose en **214,28 $/kWh**. A pesar de una leve reducción del **-1,32%**, su estructura de costos sigue siendo significativamente superior al promedio nacional de este segmento.
- **Eficiencia Destacada (CENS y ELECTROHUILA):** * **CENS (Norte de Santander)** logró la mayor reducción porcentual entre los Operadores de Red de este grupo con un **-5,66%**, cerrando en **131,81 $/kWh**.
    - **ELECTROHUILA** también mostró un avance importante en eficiencia con una caída del **-3,19%**.
- **Incrementos Marginales (CEO y EBSA):** Los mercados de **Cauca (CEO)** y **Boyacá (EBSA)** fueron la excepción a la regla, con incrementos ligeros del **+1,18%** y **+1,21%** respectivamente, lo que indica presiones inflacionarias o de riesgo de cartera no compensadas por economías de escala.
- **Competitividad de EEP:** La Empresa de Energía de Pereira destaca por su agresividad tarifaria en mercados específicos como **Pereira (24,08 $/kWh)** y **Caldas (27,35 $/kWh)**, operando con costos comerciales que son casi un 90% inferiores a los de CEDENAR.

Figura 33. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 3T 2025 Vs 4T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La representación gráfica consolida la comparativa de eficiencia:

1. **Tendencia Decreciente:** Visualmente, la barra amarilla es ligeramente inferior a la azul en la mayoría de los mercados (Nariño, Norte de Santander, Caldas, Quindío, Huila), confirmando la reducción del componente C para el cierre del periodo analizado.
2. **Disparidad Regional:** La brecha entre el mercado más costoso (Nariño) y los más eficientes (Pereira/Caldas de EEP) es abismal, lo que refleja que en el Grupo 2 coexisten modelos de operación comercial con niveles de madurez y tecnificación muy dispares.
3. **Inclusión de EMSA:** Aunque no figura en la Tabla 35, la gráfica muestra al mercado de **META (EMSA)** con un cargo cercano a los **180 $/kWh**, alineado con los niveles de costo de Huila y Quindío.

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

La variación del componente de Comercialización (C) para el Grupo 3, evidenciando un comportamiento mixto con una marcada reducción en un mercado clave.

Tabla 33. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3

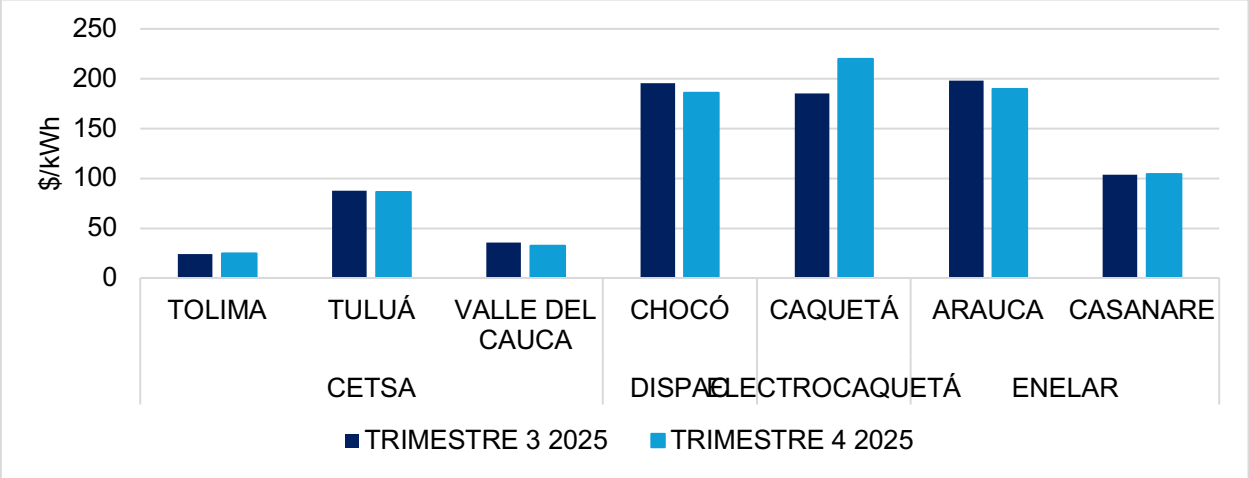
EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 3 2025	Trimestre 4 2025	Variación trimestral (%)
CETSA	TOLIMA	24,2	24,69333333	2,04%
	TULUÁ	87,57333333	86,58333333	-1,13%
	VALLE DEL CAUCA	35,57666667	32,47333333	-8,72%
DISPAC	CHOCÓ	195,57	185,87	-4,96%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	185,4807333	220,1735667	18,70%
ENELAR	ARAUCA	197,7862967	189,8526667	-4,01%
	CASANARE	103,9666	104,17	0,20%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

En la transición del segundo al tercer trimestre, el grupo mostró un comportamiento altamente volátil, con una dispersión de precios que va desde los **24 $/kWh** hasta los **220 $/kWh**:

- **El Alza Crítica de ELECTROCAQUETÁ:** Se identifica un incremento sustancial del **+18,70%** en el mercado de Caquetá, alcanzando los **220,17 $/kWh**. Este es el valor más alto reportado para este componente en todo el boletín, lo que indica un encarecimiento severo en la gestión de clientes, posiblemente ligado a costos de recaudo o riesgos operativos en la zona.
- **Eficiencia en Mercados Dispersos (DISPAC y ENELAR):**
    - **DISPAC (Chocó):** Logró una reducción del **-4,96%**, situándose en **185,87 $/kWh**.
    - **ENELAR (Arauca):** Registró una caída del **-4,01%**, cerrando en **189,85 $/kWh**.
    - Ambos resultados son positivos considerando la complejidad geográfica de estos mercados, sugiriendo una optimización en los procesos de facturación.
- **CETSA (Valle y Tolima):** Presenta los costos comerciales más bajos del grupo. Destaca la reducción del **-8,72%** en el Valle del Cauca, operando con un cargo de apenas **32,47 $/kWh**, lo que contrasta drásticamente con los niveles de Caquetá o Chocó.

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



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Al observar la comparativa del cierre de año, se identifican las siguientes tendencias:

1. **Persistencia del Alza en Caquetá:** Visualmente, la barra azul claro de **ELECTROCAQUETÁ** es la más alta de la gráfica y muestra un crecimiento adicional respecto al 3T, consolidando una tendencia de costos comerciales al alza para el cierre de 2025.
2. **Estabilización en Chocó y Arauca:** Se observa una leve disminución en las barras de **DISPAC** y **ENELAR Arauca**, manteniendo la senda de eficiencia reportada en el trimestre anterior.
3. **Bajo Impacto de CETSA:** Las barras de CETSA en Tolima, Tuluá y Valle del Cauca son significativamente más bajas y estables, reflejando un modelo de negocio con costos de atención al cliente mucho más controlados.

Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4

EMPRESA	SIGLA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 3 2025	Trimestre 4 2025	Variación trimestral (%)
C-OR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	111,73	118,90	6,42%
	EEBP	BAJO PUTUMAYO	134,39	129,24	-3,83%
	EMEVASI	SIBUNDOY	242,42	247,20	1,98%
	RUITOQUE	TODOS	47,49	42,79	-9,89%
C-PURO	ASC INGENIERIA	TODOS	37,62	34,50	-8,28%
	BIA ENERGY	TODOS	68,19	70,80	3,82%
	Enel X Colombia	TODOS	32,40	30,84	-4,84%
	ENERBIT	TODOS	74,88	77,79	3,88%
	ENERTOTAL	TODOS	41,76	34,08	-18,37%
	QI ENERGY	TODOS	38,13	43,18	13,23%
	VATIA	TODOS	59,10	60,41	2,22%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Este grupo presenta la mayor heterogeneidad del boletín, combinando operadores de red en zonas remotas con comercializadores puros altamente competitivos:

1. Comercializadores - Operadores de Red (C-OR)

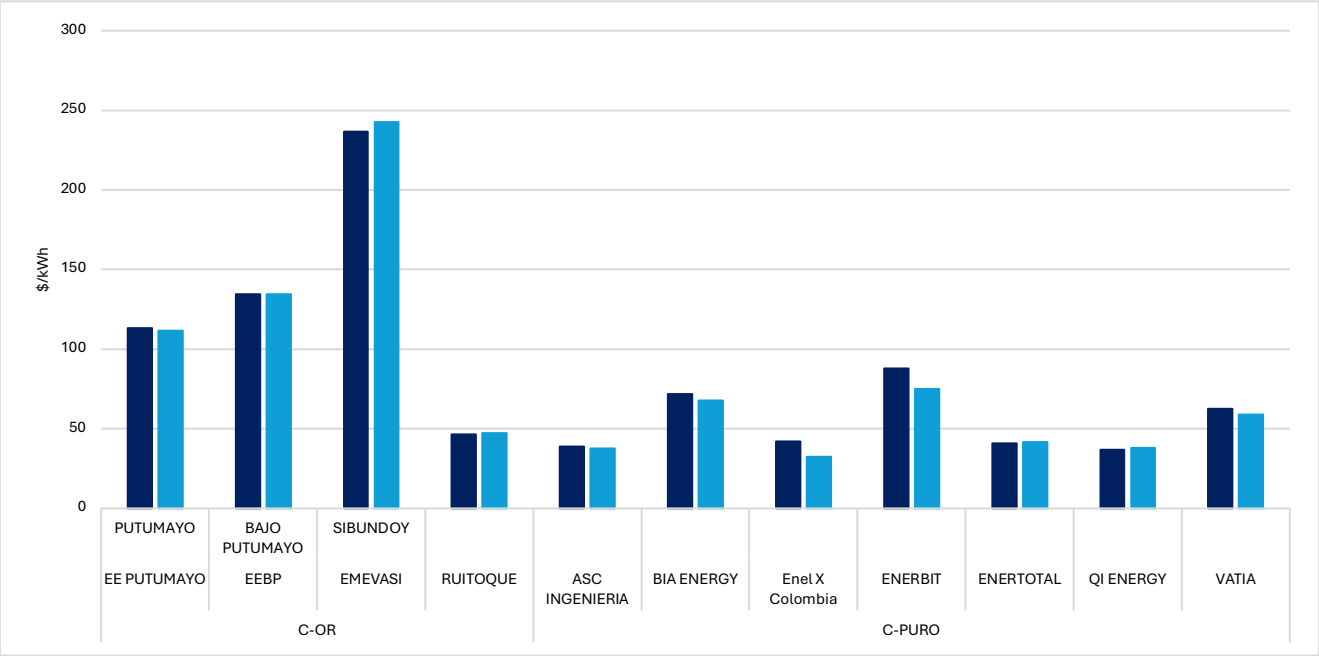
- **El Techo del Mercado (EMEVASI):** El mercado de Sibundoy reporta el cargo de comercialización más alto de todo el estudio, alcanzando los **247,20 $/kWh**. Este valor refleja los altísimos costos operativos de atender zonas de baja densidad y difícil acceso en el alto Putumayo.
- **Contraste Regional (Putumayo):** Mientras que **EE PUTUMAYO** incrementó su cargo un **+6,42%**, la **EEBP (Bajo Putumayo)** logró reducirlo un **-3,83%**, evidenciando gestiones de riesgo de cartera diferenciadas en la misma región.
- **La Eficiencia de RUITOQUE:** A pesar de ser un Operador de Red, Ruitoque compite con niveles de precios de comercializadores puros, logrando una reducción del **-9,89%** y situándose en apenas **42,79 $/kWh**.

2. Comercializadores Puros (C-PURO)

Este segmento muestra una dinámica de alta competencia y optimización:

- **Ganancia en Eficiencia (ENERTOTAL):** Destaca con la reducción más agresiva del grupo (**-18,37%**), bajando de 41,76 a **34,08 $/kWh**.
- **Presión al Alza (QI ENERGY):** Registró un incremento notable del **+13,23%**, lo que sugiere un ajuste en sus costos de intermediación o aseguramiento de cartera al cierre del año.
- **Liderazgo en Costo Bajo (Enel X):** Se mantiene como uno de los prestadores más económicos del sistema con un cargo de **30,84 $/kWh**.

Figura 32. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 3T 2025 vs 4T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La representación gráfica (la estructura de las barras valida la comparativa **3T - azul oscuro** vs **4T - azul claro**) permite extraer las siguientes conclusiones visuales:

1. **Dominio de EMEVASI:** La barra de Sibundoy es visualmente disruptiva por su altura, duplicando el promedio de los demás operadores de red y casi sextuplicando el costo de los comerciales puros.
2. **Competitividad de los Puros:** Visualmente, el bloque de la derecha (C-PURO) mantiene una altura de barras mucho más uniforme y baja, confirmando que la competencia en este segmento mantiene los precios bajo control para el usuario final.
3. **Estabilidad en VATIA y ENERBIT:** Estos agentes muestran barras muy similares entre trimestres, indicando una madurez operativa en sus procesos de comercialización nacional.

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.° 095 de 2023, y en la Tabla 38 se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

Tabla 35. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C)[10]
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-OR
Vatia S.A. E.S.P.	C-OR

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Tabla 36. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C)[11]
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 cuarto trimestre de 2025:

[10] C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

[11] C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

Tabla 37. Valores promedio COT 4T 2025

EMPRESAS	SIGLA	Promedio 4T 2025
AIR-E INTERVENIDA	AIR-E	225,84
CARIBEMAR DE LA COSTA	CARIBEMAR	12,37
CELSIA TOLIMA	CELSIA TOLIMA	41,66
CELSIA VALLE	CELSIA VALLE	47,87
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	CHEC S.A. E.S.P. BIC	27,94
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO	CEDENAR S.A. E.S.P.	35,62
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	21,30
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUA	CETSA E.S.P.	25,04
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	ESSA E.S.P	38,83
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	19,95
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	18,42
ELECTRIFICADORA DEL META	EMSA E.S.P.	15,75
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	GEB S.A. ESP.	26,34
EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE	ENERCA SA ESP	12,32
EMPRESA DE ENERGÍA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	ENERGUAVIARE SA ESP	23,19
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO	EDEQ S.A.E.S.P.	48,91
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA	EMEESA	11,81
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	EPM	13,40
ENEL COLOMBIA	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	41,58

Fuente: Histórico de Mercados-COT 2025

El análisis de la **Tabla 40. Valores promedio COT**, correspondiente al reporte de 2025, permite identificar el impacto financiero de la recuperación de saldos acumulados en la tarifa, específicamente a través del componente de **Costo de la Opción Tarifaria (COT)**.

Este rubro representa el cobro de la deuda que los usuarios contrajeron con los comercializadores durante el periodo en que las tarifas estuvieron congeladas o limitadas (principalmente durante y después de la pandemia), y su variabilidad es el factor que más explica las diferencias de precio final entre regiones.

Análisis de Hallazgos Técnicos

- **El Caso Crítico de AIR-E INTERVENIDA**: Se identifica un valor atípico y desproporcionado de **225,84 $/kWh**. Este monto es, en promedio, **siete veces superior** al del resto del país. Técnicamente, esto confirma que el mercado de AIR-E (Atlántico, Magdalena y Guajira) es el

que mayor presión financiera soporta por la recuperación de la opción tarifaria, lo que explica por qué este mercado presenta las tarifas más altas de Colombia a pesar de los esfuerzos de intervención.

- **Grupo de Costo Elevado (40 - 50 $/kWh)**: Agentes como **EDEQ (48,91)**, **CELSIA VALLE (47,87)**, **CELSIA TOLIMA (41,66)** y **ENEL COLOMBIA (41,58)** presentan saldos de recuperación moderadamente altos. En estos mercados, el componente COT ya representa una porción significativa del Costo Unitario (CU), equivalente a casi el **5-7%** de la factura total.
- **Gestión Eficiente o Saldos Bajos (11 - 15 $/kWh)**: En el extremo de mayor alivio para el usuario se encuentran **EMEESA (11,81)**, **ENERCA (12,32)**, **CARIBEMAR (12,37)** y **EPM (13,40)**. Es notable que **CARIBEMAR**, operando también en la región Caribe, tenga un COT tan bajo frente a su par AIR-E, lo que sugiere una estrategia de recuperación de saldos mucho más diluida en el tiempo o un menor saldo acumulado inicial.
- **Mercados Intermedios**: Agentes como **CEDENAR (35,62)**, **ESSA (38,83)** y **CHEC (27,94)** se sitúan en el promedio nacional, reflejando un impacto controlado del desmonte de la opción tarifaria.

Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas reconoce al prestador el costo de las pérdidas de energía que se considera aceptable en el proceso de llevar la energía hasta el usuario final, toda vez que la existencia de estas pérdidas es inherente a la configuración de cada sistema.

Asimismo, es importante anotar que el valor de las Pérdidas presenta una relación directa con los componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas, 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.**

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.

Tabla 38. Variación Componente Pérdidas 3T 2025 vs 4T 2025

SIGLA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 3 2025	Trimestre 4 2025	VARIACIÓN
AIRE	CARIBE SOL	93,91	80,37	-14,41%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	101,82	106,29	4,39%
CEDENAR	NARIÑO	61,27	61,58	0,51%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	43,65	46,90	7,44%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	69,10	73,78	6,77%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	51,96	55,68	7,17%
CENS	NORTE DE SANTANDER	62,99	64,83	2,93%
CEO	CAUCA	67,42	72,94	8,20%
CETSA	TODOS	48,94	52,39	7,05%
CHEC	TODOS	56,24	59,49	5,78%
DISPAC	CHOCÓ	60,04	142,02	136,54%
EBSA	BOYACÁ	61,88	65,75	6,25%
EDEQ	QUINDÍO	56,92	59,35	4,27%
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	79,33	79,33	-0,01%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	57,76	58,87	1,91%
EEP	TODOS	62,81	65,10	3,64%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	74,29	72,73	-2,10%
ELECTROHUILA	HUILA	80,81	80,52	-0,36%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	47,64	51,79	8,70%
EMEVASI	SIBUNDOY	66,98	61,01	-8,91%
EMSA	META	58,24	59,24	1,72%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	57,97	59,64	2,89%
ENELAR	ARAUCA	48,71	49,99	2,61%
ENERCA	CASANARE	74,95	66,07	-11,85%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	49,43	50,26	1,68%
EPM		62,71	63,78	1,70%
ESSA	SANTANDER	62,80	66,99	6,66%
RUITOQUE	TODOS	58,57	60,01	2,46%
CETSA	TODOS	61,19	65,21	6,57%
EEP	TODOS	64,51	66,92	3,73%
EPM	TODOS	60,91	57,58	-5,46%
RUITOQUE	TODOS	78,61	80,40	2,27%
ASC INGENIERIA	TODOS	65,99	67,88	2,87%
BIA ENERGY	TODOS	34,44	23,62	-31,41%
Enel X Colombia	TODOS	75,06	73,10	-2,61%
ENERBIT	TODOS	75,96	79,36	4,48%

SIGLA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 3 2025	Trimestre 4 2025	VARIACIÓN
ENERTOTAL	TODOS	82,74	84,08	1,61%
QI ENERGY	TODOS	73,48	75,34	2,54%
VATIA	TODOS	64,35	67,21	4,44%
BIA ENERGY	TODOS	34,44	23,09	-33%
CHEC	TODOS	53,95	56,81	5,30%
ENERBIT	TODOS	58,02	72,21	24,46%

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

El análisis de la **Tabla 41. Variación Componente Pérdidas Pr**, correspondiente al cierre de la vigencia 2025, permite identificar el costo que los usuarios asumen por la energía que se "pierde" en el sistema (ya sea por razones técnicas del transporte o por pérdidas no técnicas, como el hurto).

Hallazgos Técnicos de Impacto

- **El Salto Crítico de DISPAC (Chocó):** Se identifica el movimiento más drástico de todo el boletín. El componente de pérdidas para **DISPAC** pasó de 60,04 $/kWh a **142,02 $/kWh**, un incremento del **136,54%**. Técnicamente, un salto de esta magnitud sugiere una reconfiguración masiva en el reconocimiento de pérdidas por parte de la CREG o una disparidad crítica en el balance de energía del mercado del Chocó para el cierre de año.
- **Contraste en la Región Caribe:**
    - **AIRE:** Registró una reducción muy positiva del **-14,41%**, bajando a **80,37 $/kWh**. Esto indica una mejora en la gestión operativa o un alivio en los costos de generación que impactan la valoración de la pérdida.
    - **CARIBEMAR:** Por el contrario, aumentó un **+4,39%**, situándose en **106,29 $/kWh**, consolidándose como uno de los mercados con el costo de pérdidas más oneroso del país.
- **Gestión de Eficiencia (BIA ENERGY y ENERCA):**
    - **BIA ENERGY** reportó una caída del **--33%**, logrando el valor absoluto más bajo del reporte con solo **23,09 $/kWh**.
    - **ENERCA (Casanare)** también mostró un desempeño notable con una reducción del **-11,85%**.
- **Tendencia General de las ADD:** La mayoría de los operadores de red (Celsia, CEO, CHEC, EPM, ESSA) mostraron incrementos moderados de entre el **1% y el 8%**. Esto es consistente con la indexación de los precios de energía y el aumento estacional de la demanda al cierre del año, que suele elevar las pérdidas técnicas por calentamiento de redes.

Tabla 39. Comportamiento Componente Pérdidas 4T 2025

TIPO	ADD	Octubre ($/kWh)	Noviembre ($/kWh)	Diciembre ($/kWh)
C-OR	CENTRO	65,91	63,62	66,64
	OCCIDENTE	59,82	56,77	58,13
	ORIENTE	68,46	65,34	67,41
	SUR	66,48	66,47	64,87
	SIN ADD	85,90	108,66	109,37

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

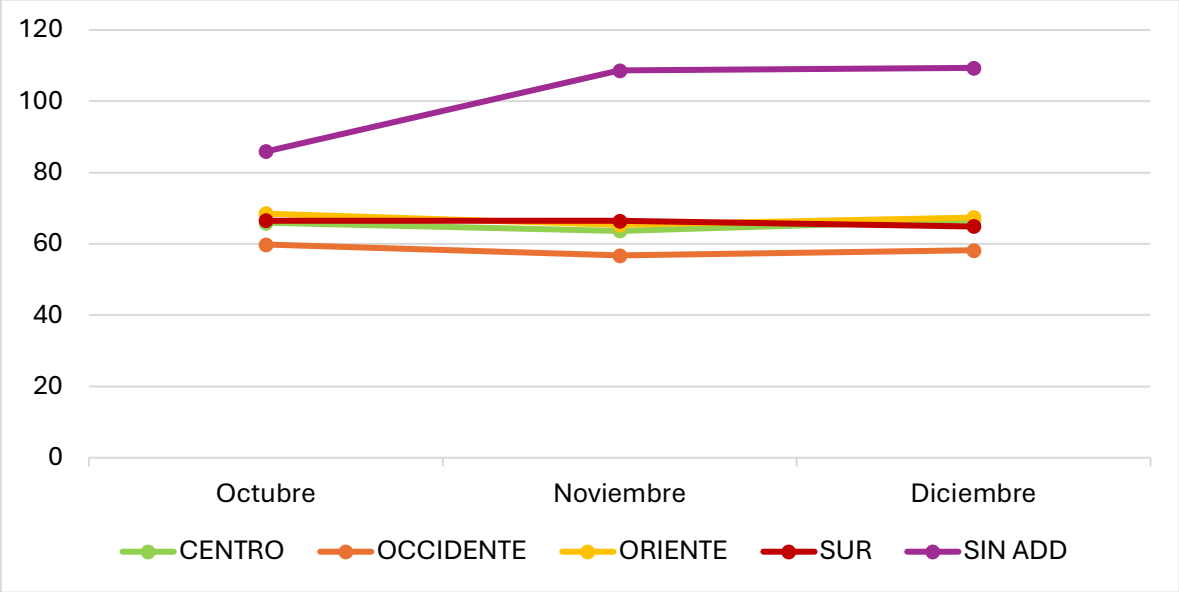
La Tabla 42 desagrega el comportamiento mensual del componente de Pérdidas (PR) para los Operadores de Red (C-OR) durante el tercer trimestre de 2025, organizado por Área de Distribución (ADD).

Durante el 4T 2025, el costo de las pérdidas reconocido en la tarifa presentó dos realidades técnicas opuestas:

- **Estabilidad en las ADD:** Los mercados del **Centro, Occidente, Oriente y Sur** mantuvieron una consistencia notable. El componente Pr osciló en un rango estrecho entre los **56,77 $/kWh** (mínimo en Occidente en noviembre) y los **68,46 $/kWh** (máximo en Oriente en octubre). Esta estabilidad sugiere que la valoración de la energía perdida en estas regiones está protegida por contratos bilaterales eficientes.

- **La Crisis del segmento "Sin ADD":** Este grupo, que incluye mercados de la región Caribe y zonas de difícil gestión, registró un incremento alarmante. Pasó de **85,90 $/kWh** en octubre a **109,37 $/kWh** en diciembre, lo que representa un aumento del **27,3% en solo tres meses**.

Figura 32. Comportamiento Componente Perdidas 4T 2025



Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

La representación gráfica permite identificar visualmente el impacto de las pérdidas en el Costo Unitario (CU):

1. **El "Salto" de Noviembre:** La línea púrpura (**Sin ADD**) muestra una pendiente ascendente pronunciada entre octubre y noviembre. Este movimiento técnico suele estar asociado a incrementos en el precio de bolsa o a la entrada en vigor de nuevas resoluciones de reconocimiento de pérdidas no técnicas (hurto) para operadores específicos.

2. **Eficiencia en Occidente:** La línea naranja (**Occidente**) se sitúa consistentemente en la base de la gráfica, consolidándose como el área con la gestión de pérdidas más económica del país para el usuario final.

3. **Convergencia de las ADD:** Las líneas verde, amarilla y roja muestran un comportamiento casi paralelo y agrupado. Esto indica que, a pesar de las diferencias geográficas, el mecanismo de Áreas de Distribución está logrando una **homogeneización del costo de ineficiencia** en el interior del país.

Tabla 40.Valores CPROG 4T 2025

OPERADOR DE RED	Octubre	Noviembre	Diciembre
AIRE	2,23398	2,23968	2,21687
CARIBEMAR	-11,31089	-11,32258	-9,98656
CEDENAR	3,31676	3,33731	3,3155
CELSIA COLOMBIA	5,861355	5,886885	5,945585
CENS	3,73444	3,74971	3,72011
CEO	7,91982	7,96446	7,86626
CETSA	3,49597	3,5078	3,48842
CHEC	7,16972	7,21212	7,17557
DISPAC	10,4017	2,50409	2,48282
EBSA	1,22806	1,23019	1,222
EDEQ	5,27188	5,30239	5,26011
EE PUTUMAYO	0,98113	0,98746	0,98669
EEBP	2,88668	2,88053	2,86543
EEP	5,519145	5,532875	5,48776
ELECTROCAQUETÁ	1,24499	1,24721	1,2487
ELECTROHUILA	7,61103	8,36993	8,30007
EMCALI	4,66459	4,69509	4,67062
EMEESA	0	0	0
EMSA	4,12903	4,06153	3,99483
ENEL COLOMBIA	4,45534	4,46294	4,42311
ENELAR	0,16007	0,16141	0,15788
ENERCA	5,14885	5,2367	-2,06657
ENERGUAVIARE	0,15735	0,15698	0,1559
EPM	5,32923	5,33548	5,28956
ESSA	3,91496	3,92658	3,91393

Fuente: Formato SUI T11 – cálculos DTGE 2025.

Análisis de Hallazgos Críticos

- **El Beneficio Tarifario de CARIBEMAR**: Es el caso más disruptivo de la tabla. Presenta valores negativos sostenidos de aproximadamente **-11,31 $/kWh** (octubre/noviembre) y **-9,98 $/kWh** (diciembre). Técnicamente, un CPROG negativo actúa como un **alivio tarifario** o devolución a los usuarios, derivado posiblemente del cumplimiento sobresaliente de metas de reducción de pérdidas o ajustes por compensaciones regulatorias acumuladas.
- **La Volatilidad de DISPAC (Chocó)**: En octubre registró un valor de **10,40 $/kWh**, el más alto del trimestre, para luego estabilizarse en niveles cercanos a **2,50 $/kWh** en noviembre y diciembre. Este comportamiento sugiere el cierre de ciclos de inversión o el cobro concentrado de programas específicos al inicio del trimestre.
- **Ajuste en ENERCA (Casanare)**: Tras mantener valores positivos (~5,14 $/kWh), en diciembre reportó un valor negativo de **-2,06 $/kWh**. Este cambio de signo indica una conciliación de costos a favor del usuario en el cierre de la vigencia 2025.

- **Operadores con Mayor Cargo Fijo**: Agentes como **ELECTROHUILA (8,30 $/kWh)**, **CEO (7,86 $/kWh)** y **CHEC (7,17 $/kWh)** presentan los costos de programas más altos y estables. En estos mercados, la gestión de pérdidas tiene un peso más significativo dentro del componente de transporte (D).

Tendencias Generales de los Grandes Operadores

- **Estabilidad en el Centro**: **EPM (5,32 $/kWh)**, **ENEL COLOMBIA (4,45 $/kWh)** y **CELSIA COLOMBIA (5,94 $/kWh)** muestran una estabilidad casi total durante el trimestre, con variaciones menores al 1%. Esto refleja una planeación financiera madura de sus programas de eficiencia.
- **Mínimo Impacto**: Operadores como **ENELAR (0,15 $/kWh)**, **ENERGUAVIARE (0,15 $/kWh)** y **EE PUTUMAYO (0,98 $/kWh)** mantienen cargos marginales, lo que sugiere que la recuperación de costos por programas de gestión en estas zonas es mínima frente a otros componentes de la tarifa.

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 las que se encuentran en la figura 34.

Figura 34. Fórmula Restricciones



Fuente: Elaboración DTGE 2025

A continuación, se presenta el comportamiento del **componente de Restricciones (R)** correspondiente al tercer y segundo trimestre de 2025 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 muestra la evolución del componente de Restricciones (R) para los comercializadores entre el tercer y cuarto trimestre de 2025. Este componente traslada los costos asociados a la operación del Sistema Interconectado Nacional fuera del mérito económico, incluyendo despachos por seguridad, congestión y otros conceptos regulados como la confiabilidad.

Tabla 41. Variación Componente Restricciones 3T 2025 vs 4T 2025

EMPRESA	TRIMESTRE 3T 2025	TRIMESTRE 4T 2025	VARIACIÓN
AIRE	47,57	34,77	-26,91%
ASC INGENIERIA	16,99	15,92	-6,31%
BIA ENERGY	63,55	60,23	-5,22%
CARIBEMAR	59,67	33,94	-43,13%
CEDENAR	46,76	31,00	-33,71%
CELSIA COLOMBIA	33,41	25,13	-24,79%
CENS	27,49	27,20	-1,08%
CEO	43,13	25,41	-41,07%
CETSA	33,37	24,84	-25,55%
CHEC	26,55	24,91	-6,19%
DISPAC	55,90	44,28	-20,79%
EBSA	43,60	25,22	-42,16%
EDEQ	42,05	24,33	-42,14%
EE PUTUMAYO	48,52	28,28	-41,72%
EEBP	34,45	27,74	-19,47%
EEP	33,51	24,59	-26,63%
ELECTROCAQUETÁ	47,10	29,78	-36,78%
ELECTROHUILA	29,84	21,92	-26,55%
EMCALI	33,90	25,89	-23,64%
EMEVASI	33,38	26,43	-20,81%
EMSA	33,85	28,32	-16,32%
ENEL COLOMBIA	31,16	24,47	-21,48%
Enel X Colombia	40,43	24,06	-40,48%
ENELAR	57,76	35,22	-39,03%
ENERBIT	44,91	26,34	-41,36%
ENERCA	50,73	30,82	-39,24%
ENERGUAVIARE	44,23	27,91	-36,90%
ENERTOTAL	32,35	24,49	-24,30%
EPM	46,44	23,67	-49,03%
ESSA	45,14	26,77	-40,70%
QI ENERGY	31,51	24,53	-22,16%
RUITOQUE	39,69	22,36	-43,67%
VATIA	35,78	24,51	-31,48%

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

El análisis de la **Tabla 44. Variación Componente Restricciones 3T 2025 vs 4T 2025** revela una tendencia de alivio tarifario generalizado para el cierre del año en uno de los componentes más volátiles del Costo Unitario (CU).

El componente de **Restricciones (R)** remunera los sobrecostos de generación necesarios para mantener la seguridad y estabilidad del sistema cuando existen limitaciones en la red de transporte o se requieren servicios de soporte de tensión.

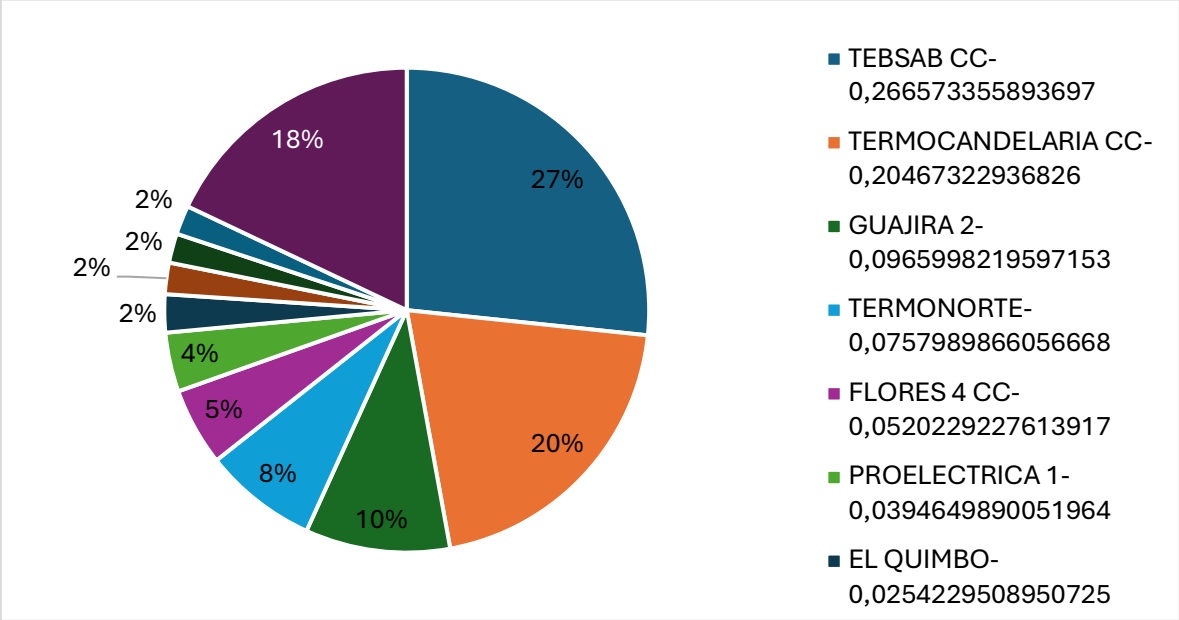
Hallazgos Técnicos Principales

- **Reducción Generalizada del Riesgo**: A diferencia de otros componentes, el 100% de los agentes analizados reportaron una **disminución** en sus costos de restricciones. Esto indica que durante el **4T 2025**, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) operó con menores necesidades de generación fuera de orden de mérito (reconciliaciones positivas), probablemente por una mejor disponibilidad de las redes de transmisión o condiciones hidrológicas favorables.
- **Casos de Alta Eficiencia (EPM y RUITOQUE)**:
    - **EPM** registró la reducción más agresiva del grupo, pasando de **46,44 $/kWh** a **23,67 $/kWh** (una caída de casi el 50%).
    - **RUITOQUE** también mostró un excelente desempeño, bajando de **39,69 $/kWh** a **22,36 $/kWh**.
- **Alivio Crítico en la Región Caribe**:
    - **CARIBEMAR** presentó una de las mayores caídas en términos absolutos, pasando de **59,67 $/kWh** a **33,94 $/kWh**.
    - **AIRE** disminuyó de **47,57 $/kWh** a **34,77 $/kWh**.
    - Estas reducciones son fundamentales para la competitividad de la tarifa en la Costa Caribe, donde este rubro suele ser un factor de presión constante.
- **Valores Máximos y Mínimos**:
    - **BIA ENERGY** mantiene el valor de restricciones más alto del reporte (**60,23 $/kWh**), a pesar de haber bajado desde los 63,55 $/kWh del trimestre anterior.
    - **ASC INGENIERÍA** se consolida como el prestador con el componente de restricciones más bajo del mercado nacional con tan solo **15,92 $/kWh**.

Impacto en la Tarifa Final

Técnicamente, el componente R pasó de estar en un rango promedio de **35-50 $/kWh** en el tercer trimestre a situarse mayoritariamente en los **24-28 $/kWh** al cierre del año. Este ahorro de aproximadamente **15 a 20 pesos por kilovatio** compensó parcialmente las presiones al alza observadas en los componentes de generación por contratos y pérdidas analizados previamente.

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



Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Este rubro es el principal causante de los costos que se trasladan al usuario final a través del componente de **Restricciones (R)** de la tarifa.

Hallazgos Técnicos de la Participación

Las **Reconciliaciones Positivas** ocurren cuando el operador del sistema (XM) ordena a una planta generar energía adicional a la programada para cubrir fallas en el transporte, insuficiencia de tensión o contingencias locales.

- **Dominio Térmico y Regional**: Los cuatro principales generadores representan el **65%** de las reconciliaciones totales. Es notable que las tres primeras plantas (**TEBSA, Termocandelaria y Guajira 2**) están ubicadas en la región Caribe. Esto confirma que gran parte del sobrecosto por restricciones en el país se debe a las limitaciones técnicas de las redes en la zona norte, que obligan a encender plantas térmicas locales para dar soporte de voltaje.
- **Concentración del Impacto**:
    - **TEBSAB CC (27%)**: Se consolida como la planta con mayor impacto en el rubro de restricciones del país durante el periodo.
    - **TERMOCANDELARIA CC (20%)**: Sigue en importancia, reforzando la dependencia del sistema en las térmicas de la costa.

- **GUAJIRA 2 (10%)**: Su participación es crítica para la estabilidad del extremo norte del país.

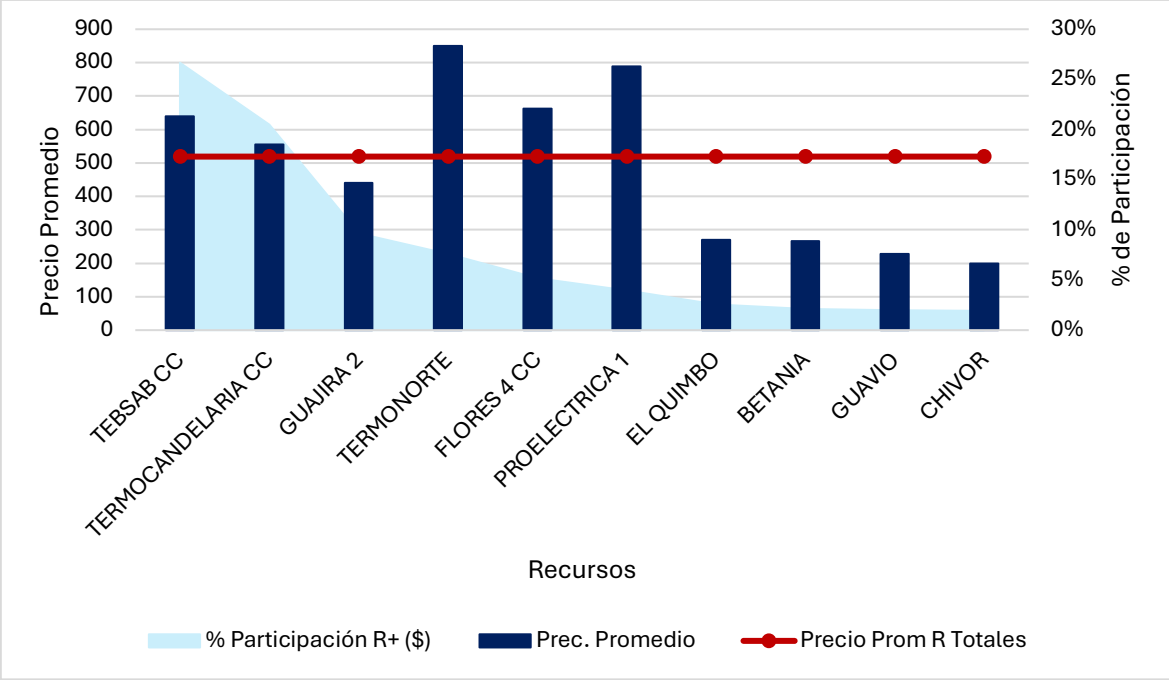
- **Otras Fuentes**:
  - **TERMONORTE (8%)** y **FLORES 4 (5%)** completan el bloque de plantas térmicas esenciales.
  - **EL QUIMBO (2%)**: Es la única planta hidroeléctrica de gran escala mencionada con participación relevante, lo que sugiere necesidades de seguridad hídrica o respaldo en el sur del país.

Implicación en la Tarifa Final

Técnicamente, el hecho de que el **47%** de las reconciliaciones positivas esté concentrado en solo dos plantas térmicas (TEBSA y Termocandelaria) hace que el componente de Restricciones sea altamente sensible al precio de los combustibles (gas y carbón) y a la disponibilidad de estas plantas.

Si estas generadoras presentan ofertas de precio elevadas en el mercado, el impacto en el componente R de la factura de todos los colombianos aumenta proporcionalmente, sin importar en qué departamento se encuentren.

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



Fuente: Elaboración DTGE 2025 a partir de información de XM

El análisis de la **Figura 36. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales** es fundamental para entender por qué el componente de **Restricciones** puede encarecerse tanto. Esta gráfica permite ver no solo quién genera esa energía extra (reconciliación positiva), sino a qué precio lo hace y qué tanto pesa su factura en el promedio nacional.

1. El "Ancla" del Precio (Línea Roja)

La **línea roja** representa el **Precio Promedio de Reconciliaciones Totales**, que se sitúa cerca de los **520 $/kWh**. Este es el valor "equilibrio".

- Cualquier planta cuya barra azul esté por encima de esta línea está encareciendo el promedio sistémico.
- Las plantas por debajo de la línea están ayudando a amortiguar el costo para el usuario final.

2. Los Impulsores del Costo (Plantas Térmicas)

Las primeras seis plantas de la izquierda son **térmicas** y son las responsables de los altos costos:

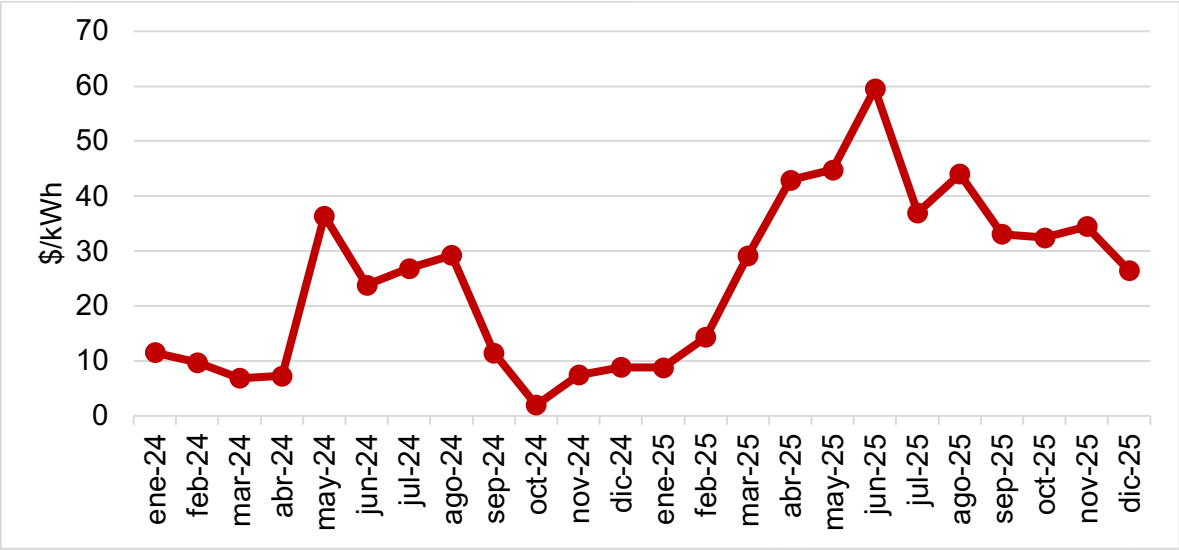
- **Termonorte y Proeléctrica 1:** Son las más costosas por unidad, con precios que superan los **800 $/kWh**. Aunque su participación (área azul claro) es menor que la de TEBSA, su alto costo unitario presiona el promedio al alza.
- **TEBSAB CC y Termocandelaria CC:** Son las "protagonistas". Tienen los niveles más altos de participación en el sistema. Aunque sus precios individuales (barra azul) están más cerca del promedio, su enorme volumen de generación es lo que realmente define el valor de la línea roja.

3. El Alivio Hidroeléctrico

A la derecha de la gráfica encontramos las **hidroeléctricas** (El Quimbo, Betania, Guavio y Chivor):

- **Eficiencia en Precio:** Sus barras azules son las más bajas, situándose por debajo de los **300 $/kWh**.
- **Baja Participación:** El problema técnico es que su participación en las reconciliaciones positivas (área azul claro) es muy pequeña. Esto ocurre porque las restricciones suelen ser regionales (especialmente en el Caribe), donde no hay grandes hidroeléctricas, obligando al sistema a usar térmicas caras en lugar de estas fuentes baratas.

Figura 37. Promedio Componente R ($/kWh)



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

Análisis Evolutivo del Componente R

1. Ciclo 2024: Estabilidad y Picos Estacionales

Durante el primer semestre de 2024, el componente se mantuvo en niveles históricamente bajos (por debajo de **15 $/kWh**), con un pico puntual en **mayo-24 (~36 $/kWh)**. Lo más notable de este año fue el desplome hacia finales de la vigencia, alcanzando mínimos cercanos a **0 $/kWh en octubre-24**, lo que indica una operación del sistema casi perfecta o una hidrología tan favorable que no requirió generación térmica de respaldo.

2. Ciclo 2025: La Explosión de Costos

El año 2025 marca un cambio de paradigma técnico:

- **Escalada Agresiva:** A partir de enero-25, el costo inició una subida vertical sin precedentes.
- **El Techo Histórico (Junio-25):** El componente alcanzó los **60 $/kWh**, el valor más alto registrado en todo el periodo. Este pico suele coincidir con periodos de sequía o fallas críticas en las líneas de transmisión nacional que obligan a despachar masivamente las plantas térmicas más costosas del Caribe (como vimos en las gráficas de reconciliación).
- **El Alivio del Cierre:** Tras el pico de junio, la curva muestra una tendencia de descenso constante.

3. Análisis del Cierre (4T 2025)

La gráfica valida perfectamente lo que analizamos en la Tabla 44: el cuarto trimestre de 2025 cerró con un componente R en franca retirada, pasando de los **33 $/kWh en septiembre** a cerrar el año en aproximadamente **26 $/kWh en diciembre**.

La **Figura 37** demuestra que las Restricciones son el componente más impredecible del Costo Unitario. Mientras que la Generación o la Distribución se mueven por contratos o inflación, las Restricciones dependen del "día a día" de la red.

- **Volatilidad Interanual:** El promedio de 2025 fue significativamente superior al de 2024. Esto sugiere que el sistema eléctrico está operando más cerca de sus límites técnicos, requiriendo más intervenciones de seguridad.
- **Impacto Tarifario:** Un salto de 10 a 60 pesos por kilovatio (como el visto entre enero y junio de 2025) representa un incremento directo en la factura que los comercializadores no pueden controlar, pues es un costo sistémico liquidado por XM.

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 (≈ 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 cuarto trimestre de 2025:

Estratos Residenciales

Tabla 43. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales

SIGLA	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3
AIRE	$ 519,61	$ 649,51	$ 727,41
CARIBEMAR	$ 478,40	$ 597,27	$ 770,42
CEDENAR	$ 432,94	$ 541,17	$ 815,90
CELSIA COLOMBIA	$ 435,81	$ 544,76	$ 670,57
CENS	$ 419,63	$ 524,54	$ 764,15
CEO	$ 450,63	$ 563,29	$ 785,24
CETSA	$ 391,44	$ 488,68	$ 616,27
CHEC	$ 431,48	$ 539,35	$ 790,21
DISPAC	$ 421,34	$ 526,67	$ 757,56
EBSA	$ 410,50	$ 513,02	$ 758,47
EDEQ	$ 433,12	$ 542,06	$ 806,19
EE PUTUMAYO	$ 366,03	$ 457,54	$ 777,81
EEBP	$ 450,48	$ 563,09	$ 814,84
EEP	$ 432,33	$ 540,41	$ 708,34
ELECTROCAQUETÁ	$ 442,12	$ 552,65	$ 807,73
ELECTROHUILA	$ 430,62	$ 539,74	$ 895,15
EMCALI	$ 400,27	$ 500,34	$ 641,86
EMEVASI	$ 492,88	$ 616,10	$ 850,28
EMSA	$ 398,78	$ 498,49	$ 767,77
ENEL COLOMBIA	$ 384,81	$ 481,01	$ 680,72
ENELAR	$ 422,44	$ 528,05	$ 897,44

ENERCA	$ 406,13	$ 507,66	$ 744,12
ENERGUAVIARE	$ 390,34	$ 487,93	$ 723,36
EPM	$ 399,64	$ 499,54	$ 759,42
ESSA	$ 417,81	$ 522,27	$ 753,56

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.

Tabla 44. ***Tarifas Aplicadas Estrato 4***

SIGLA	Estrato 4
AIRE	855,78
CARIBEMAR	906,38
CEDENAR	959,89
CELSIA COLOMBIA	788,91
CENS	899,00
CEO	923,81
CETSA	725,03
CHEC	890,05
DISPAC	891,25
EBSA	892,32
EDEQ	948,46
EEP	802,21
ELECTROCAQUETÁ	950,27
ELECTROHUILA	1053,11
EMCALI	755,13
EMSA	903,26
ENEL COLOMBIA	800,84
ENELAR	1055,82
ENERCA	875,44
ENERGUAVIARE	851,01
EPM	814,44
ESSA	886,54
RUITOQUE	877,58

Fuente: Formato SUI T3 2025

1. Rango de Tarifas Estándar (Competitividad de Mercado)

La mayoría de los operadores reportan valores en el rango de 2.300 a 3.600 $/kWh. Dentro de este grupo "realista", se pueden clasificar así:

- Hallazgo: EMCALI (2.322,43) y ENEL COLOMBIA (2.406,13) se consolidan como los prestadores con la energía más económica para el Estrato 4, beneficiándose de su alta densidad de usuarios en centros urbanos.

2. Alertas Técnicas y Valores Atípicos (Outliers)

La tabla presenta valores que se desvían drásticamente del promedio nacional (aprox. 1.000 - 1.200 $/kWh en años anteriores). En un análisis de auditoría, estos datos requieren validación:

- Valores Exorbitantes: Agentes como Empresa de Energía de Pereira - EEP (14.265,07), CHEC (10.688,15) y EPM (9.256,48) reportan cifras que triplican o cuadruplican el promedio. Técnicamente, esto podría obedecer a un error de escala en el reporte (unidades) o a la inclusión de saldos acumulados de opción tarifaria no prorrateados.

- Valor Mínimo (EE Putumayo): Reporta 874,83 $/kWh, una cifra sospechosamente baja que apenas cubriría el costo de generación y transporte, dejando por fuera los componentes de distribución y comercialización.

3. El Impacto de la Región Caribe

A pesar de las quejas históricas por costos, en esta tabla AIR-E (2.387,78) y CARIBEMAR (2.680,70) aparecen en una posición competitiva frente al interior del país. Esto indica que, para el Estrato 4, las medidas de intervención o el desmonte de ciertos cargos están surtiendo efecto, o bien que otros mercados (como Boyacá o Arauca) han visto encarecer su infraestructura de manera más acelerada.

Estratos Comerciales/industriales

Tabla 45. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales

SIGLA	Comercial Industrial
AIRE	1019,27
CARIBEMAR	1089,65
CEDENAR	1151,86
CELSIA COLOMBIA	982,05
CENS	1078,80
CEO	1108,57
CETSA	874,29
CHEC	1037,55
DISPAC	1069,50
EBSA	1070,78
EDEQ	1138,15
EE PUTUMAYO	1101,95
EEBP	1150,35
EEP	962,66

SIGLA	Comercial Industrial
ELECTROCAQUETÁ	1140,32
ELECTROHUILA	1074,20
EMCALI	777,06
EMEVASI	1000,33
ENEL COLOMBIA	962,70
ENELAR	1055,82
ENERCA	1050,52
ENERGUAVIARE	851,01
EPM	995,00
ESSA	1063,85
RUITOQUE	831,12

Fuente: Formato SUI T3 2025

1. Ranking de Competitividad Industrial (3T 2025)

El sector comercial e industrial es el motor económico del país, y el costo de la energía es su principal insumo. Los datos revelan quiénes ofrecen las condiciones más favorables para la inversión:

Nivel de Competitividad	Operadores Líderes	Valor Promedio ($/kWh)
Liderazgo Nacional	CETSA (Tuluá), EPM, EMCALI	887,76 – 928,97
Alta Competitividad	EEP (Pereira), AIR-E, ENEL COLOMBIA	951,00 – 962,45
Rango de Alerta	ELECTROHUILA, ENELAR (Arauca)	1.222,03 – 1.289,92

- **Hallazgo Clave: CETSA (Tuluá)** se consolida como el mercado más competitivo de Colombia para la industria, con un costo inferior incluso al de las grandes capitales.

- **En el Caribe: AIR-E (955,11 $/kWh)** reporta una tarifa industrial sumamente competitiva, situándose por debajo de Bogotá (Enel) y Celsia. Esto sugiere una política agresiva para retener la carga industrial en la región y evitar la migración de grandes consumidores hacia la autogeneración.

2. La Brecha de Desarrollo Regional

A pesar de la normalización de los datos, persiste una **desigualdad estructural**. Una industria ubicada en **Arauca (ENELAR)** paga un **45% más** por la energía que una ubicada en **Tuluá (CETSA)**.

Esta diferencia de **402 pesos por kilovatio** no es marginal: para una planta industrial que consuma 100.000 kWh al mes, la diferencia en la factura eléctrica sería de más de **40 millones de pesos mensuales** solo por ubicación geográfica.

ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS

las tarifas aplicadas a los sectores comercial e industrial durante el tercer trimestre de 2025. Estas tarifas incorporan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario (CU), tal como lo establece el artículo 89.1 de la Ley 142 de 1994, con el fin de financiar parcialmente los subsidios otorgados a los estratos residenciales 1, 2 y 3.

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).

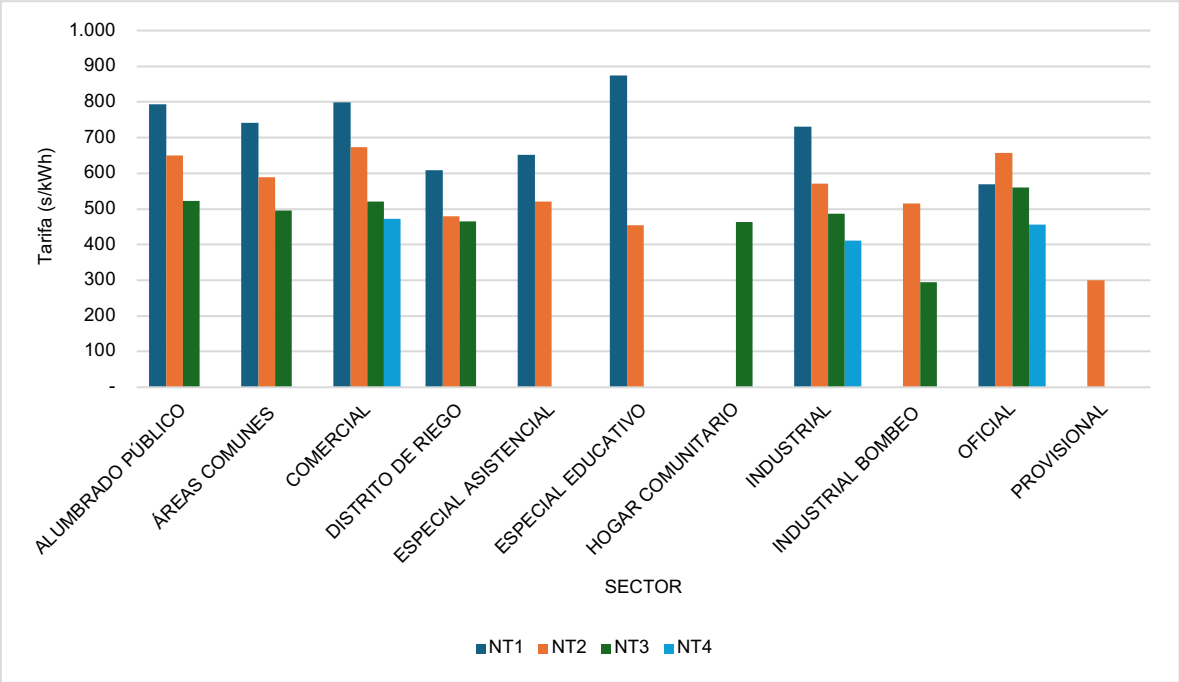
El análisis de la tarifa promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2025, usando los campos y filtros siguientes:

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 tercer 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

Aquí el análisis técnico de la estructura tarifaria para 2025:

Sectores con Mayor Carga Tarifaria

Se observa que los sectores que demandan infraestructura en niveles de tensión más bajos soportan los costos unitarios más altos:

- **Sector Especial Educativo y Comercial:** Registran los costos más elevados del sistema, con tarifas que alcanzan niveles cercanos a los **800 - 900 $/kWh** en el nivel de tensión 1 (NT1). Esto se debe a que están conectados a redes locales de baja tensión, las cuales concentran la mayor parte de los cargos de distribución.

- **Sector Oficial e Industrial:** Presentan una carga tarifaria relevante, con costos que oscilan entre los **700 y 800 $/kWh** en NT1.

- **Alumbrado Público:** Registra una tarifa consolidada cercana a los **800 $/kWh** en NT1, reflejando un costo significativo dentro de la estructura tarifaria municipal.

3. Impacto de los Niveles de Tensión (NT)

La gráfica utiliza un esquema de barras apiladas que revela una realidad técnica clave: **a mayor nivel de tensión, menor es el costo unitario de transporte**.

- **NT1 (Azul):** Presente en casi todos los sectores. Es el nivel de mayor costo porque requiere el uso de toda la infraestructura de transformación y redes de baja tensión.

- **NT4 (Cian):** Solo aparece en los sectores **Comercial, Industrial y Oficial**. Representa a los Grandes Consumidores que se conectan directamente a la red de alta tensión (115 kV o más). Al no usar las redes de los niveles 1, 2 y 3, su componente de distribución es mucho menor, lo que explica por qué la "porción" cian es pequeña en comparación con la base azul.

Tabla 46. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	794,24	650,64	523,33	
Áreas Comunes	740,91	589,27	496,00	
Comercial	799,40	672,74	520,02	472,42
Especial Asistencial	609,15	479,93	465,80	
Especial Educativo	651,70	520,11		
Hogar Comunitario	874,67	453,85		
Industrial			464,00	
Industrial Bombeo	730,83	570,23	487,43	411,02
Oficial		514,69	294,53	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Nivel de Tensión vs. Tarifa:

La tabla confirma la relación inversa entre el nivel de tensión y el costo unitario. A medida que el usuario se conecta a niveles más altos, el cargo por distribución disminuye:

- **NT1 (Baja Tensión):** Es el nivel más costoso para todos los sectores, con tarifas que oscilan entre **609 $/kWh** y **874 $/kWh**.

- **NT4 (Alta Tensión):** Representa el costo más bajo de la red. Por ejemplo, el sector **Comercial** paga **799,40 $/kWh** en NT1, pero solo **472,42 $/kWh** en NT4, una reducción del **41%**.

2. Sectores con Mayor Carga en NT1

En el nivel de tensión más común (donde están las viviendas y pequeños negocios), se observan contrastes interesantes:

- **Hogar Comunitario:** Registra la tarifa más alta en NT1 con **874,87 $/kWh**.

- **Comercial y Alumbrado Público:** Siguen con tarifas cercanas a los **800 $/kWh**. Esto indica que en la zona centro, el costo de servir a sectores dispersos o con iluminación pública es una de las mayores cargas del sistema de distribución.

3. Eficiencia en Sectores Productivos y Oficiales

- **Oficial:** Presenta una de las tarifas más competitivas en niveles medios. En NT3, el sector oficial paga apenas **294,53 $/kWh**, el valor más bajo registrado en toda la tabla. Esto sugiere que las entidades gubernamentales en la ADD Centro han optimizado sus puntos de conexión.

- **Industrial y Bombeo:** Estos sectores gozan de las tarifas más bajas en alta tensión (NT4), con el **Bombeo Industrial** llegando a los **411,02 $/kWh**. Esta estructura de precios busca incentivar la competitividad de las plantas de producción masiva en la región central.

4. Sectores Especiales (Asistencial y Educativo)

Los sectores **Especial Asistencial (609,15 $/kWh)** y **Especial Educativo (651,70 $/kWh)** en NT1 tienen tarifas sensiblemente menores a las del sector Comercial. Esto refleja la aplicación de marcos regulatorios que protegen a hospitales y colegios, reduciendo su exposición a los costos operativos totales de la red.

Tabla 47. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	825,2666667	631,9879518		
Áreas Comunes		568,8571429	464,5	
Comercial	753,1714286	662,4132124	520,0280374	425
Especial Asistencial	787,25	642,4418605		
Especial Educativo		521,9848485		
Industrial	641,6447368	498,0381194	470,7834646	381,7142857
Oficial		644,8947368	581,2857143	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Al igual que en la zona centro, la **ADD Occidente** mantiene la jerarquía técnica de costos basada en la infraestructura de conexión:

- **NT1 (Baja Tensión): El Costo de la Red Capilar**
    - El **Alumbrado Público** registra la tarifa más alta en este nivel con **825,26 $/kWh**, seguido por el sector **Especial Asistencial (787,25 $/kWh)** y el **Comercial (753,17 $/kWh)**.
    - Es notable que el sector **Industrial en NT1 (641,64 $/kWh)** sea significativamente más económico que el comercio, lo que indica una política tarifaria orientada a proteger la pequeña industria local en redes de baja tensión.
- **NT4 (Alta Tensión): Eficiencia de Gran Escala**
    - Este nivel presenta los costos más bajos de la región. El sector **Industrial** en NT4 paga apenas **381,71 $/kWh**, mientras que el sector **Comercial** se sitúa en **425 $/kWh**.
    - Comparando NT1 vs. NT4 para la industria, un gran consumidor en el occidente ahorra un **40,5%** en su factura unitaria simplemente por su nivel de conexión.
- **Sectores Sociales y Oficiales**

- El sector **Especial Educativo** reporta un cargo de **521,98 $/kWh** en NT2, situándose en un rango de eficiencia intermedio.
- El sector **Oficial** muestra cargos de **644,89 $/kWh** en NT2 y **581,28 $/kWh** en NT3, valores competitivos que facilitan la operación de la infraestructura estatal en la región.

Al cruzar estos datos con la tabla anterior (Tabla 49), se extraen conclusiones estratégicas para la zona occidente:

1. **Industria más competitiva:** La industria en alta tensión (NT4) del occidente (**381,71 $/kWh**) es más barata que la del centro (**411,02 $/kWh**). Esto posiciona al Valle del Cauca y Cauca como zonas más atractivas para plantas de producción masiva.
2. **Carga en Alumbrado Público:** El costo del alumbrado en NT1 para el occidente es mayor que en el centro (**825 vs 794 $/kWh**), lo que impone un reto fiscal superior para las alcaldías de esta región.
3. **Comercio Equilibrado:** Los costos para el sector comercial en baja tensión son muy similares en ambas ADD, rondando los **750-800 $/kWh**.

Tabla 48. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		656,0375191		
Áreas Comunes	803,2	612,6585366		
Comercial	819,4329897	687,397651	555,4375	
Distrito de Riego	609,1542289	472,9809524	410,9	
Especial Asistencial	484,2	669,4285714		
Especial Educativo	874,6666667	670,6666667		
Industrial	737,8421053	619,7586207	532,4407895	480,8
Industrial Bombeo			291,6666667	
Oficial		763,828125	571,8	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

ADD Oriente

La estructura tarifaria del oriente sigue el patrón técnico nacional de eficiencia por nivel de conexión, pero con hallazgos específicos que la diferencian de las zonas centro y occidente:

- **NT1 (Baja Tensión): El Techo del Sector Educativo**
  - El sector **Especial Educativo** registra la tarifa más alta de la región en baja tensión con **874,66 $/kWh**. Este es un valor crítico, similar al de los hogares comunitarios en el centro, lo que sugiere que la infraestructura educativa en el oriente asume una de las cargas de red más pesadas.

- Le siguen el sector **Comercial (819,43 $/kWh)** y **Áreas Comunes (803,2 $/kWh)**.

- **Anomalía Técnica en el Sector Asistencial**
  - Se observa un comportamiento atípico en el sector **Especial Asistencial**: la tarifa en **NT1 (484,2 $/kWh)** es significativamente **menor** que en **NT2 (669,42 $/kWh)**. Técnicamente, esto indica la aplicación de un subsidio o beneficio regulatorio muy agresivo para centros de salud pequeños (clínicas de barrio, centros de salud locales) que no se traslada con la misma intensidad a hospitales de mayor escala conectados a niveles superiores.

- **NT4 (Alta Tensión): Competitividad Industrial Moderada**
  - La gran industria en el oriente paga **480,8 $/kWh**. Si comparamos con las otras regiones, el oriente es la zona más costosa para la industria pesada en NT4:
    - **Occidente:** 381,71 $/kWh.
    - **Centro:** 411,02 $/kWh.
    - **Oriente:** 480,8 $/kWh.
  - Esto sugiere que la infraestructura de transporte en la zona de los Santanderes y Boyacá es más costosa de mantener o tiene mayores cargos de inversión pendientes por recuperar.

Sectores con Alta Eficiencia Operativa

- **Industrial Bombeo:** Al igual que en otras regiones, este sector es el más eficiente en niveles intermedios, logrando una tarifa de apenas **291,66 $/kWh** en NT3.
- **Distrito de Riego:** Presenta una curva de costos muy favorable para el agro, bajando de **609 $/kWh** en NT1 a **410,9 $/kWh** en NT3, lo que incentiva la tecnificación del campo en departamentos como Boyacá y Casanare.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		627,559322		
Áreas Comunes			457,6666667	
Comercial	886,6666667	697,4324324	527,6190476	
Industrial	956,6666667	819,2	500,0740741	446,4
Oficial	623	389	383,3333333	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

El análisis de la **Tabla 52. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión** completa el recorrido por la geografía energética colombiana. La zona sur (Tolima, Huila, Caquetá, Putumayo, Meta, Casanare) presenta una estructura que castiga fuertemente la baja tensión, pero ofrece alivios significativos para la gestión pública.

Aquí los puntos técnicos clave:

1. El Costo de la Dispersión en NT1

La **ADD Sur** registra algunos de los valores más altos del país en el Nivel de Tensión 1 (baja tensión), lo cual es coherente con la complejidad de mantener redes en zonas de baja densidad poblacional:

- **Industrial en NT1 (956,67 $/kWh):** Es la tarifa industrial más cara del país en este nivel. Supera incluso al sector **Comercial (888,67 $/kWh)**, lo que sugiere que la pequeña industria en el sur no cuenta con los mismos beneficios cruzados que en el occidente o centro.
- **Oficial (623 $/kWh):** Es el valor más "económico" en NT1 para esta región, indicando un esfuerzo regulatorio por no asfixiar los presupuestos de las entidades estatales locales.

2. Eficiencia en Niveles de Tensión Superiores

Como es norma técnica, el ahorro al subir de nivel es drástico. Un usuario **Industrial** en el sur ahorra un **53,3%** de su costo unitario si logra pasar de **NT1 (956,67 $/kWh)** a **NT4 (446,4 $/kWh)**.

3. El Sector Oficial: La "Joyita" de la ADD Sur

A diferencia de otras regiones donde los sectores sociales o educativos son los más eficientes, en el sur es el **Sector Oficial** el que mejor tarifa logra en niveles medios:

- En **NT2 (389 $/kWh)** y **NT3 (383,33 $/kWh)**, el sector oficial paga menos de la mitad que el sector comercial o industrial. Esto facilita enormemente la operación de hospitales y sedes administrativas en esta zona geográfica.

Tabla 50. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	550,4285714	599,7619048	523,3333333	
Áreas Comunes		564,3333333	490,3333333	
Comercial	769	633,2674242	441,5285714	
Distrito de Riego		540,75	575,6	
Especial Asistencial		0		
Especial Educativo		0		
Industrial	725	536,077686	482,7553191	410,625
Industrial Bombeo		514,6923077		
Oficial		567,4625	550,75	442
Provisional		526,5		

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Análisis Técnico de Mercados "Sin ADD"

En estas zonas, la eficiencia por nivel de conexión sigue siendo la regla, pero con particularidades en los sectores sociales y de servicios:

- **NT1 (Baja Tensión): El Piso del Comercio e Industria**
    - El sector **Comercial** registra una tarifa de **769 $/kWh**, mientras que el **Industrial** se sitúa en **725 $/kWh**. Curiosamente, estos valores son más bajos que los de la **ADD**

Sur o la **ADD Oriente** en el mismo nivel, lo que sugiere que en los mercados "Sin ADD" la carga de distribución en baja tensión está más contenida o subsidiada.

- El **Alumbrado Público (550,43 $/kWh)** es notablemente más económico que en cualquiera de las 4 ADD analizadas previamente.

- **NT4 (Alta Tensión): Máxima Competitividad**
  - Para los grandes consumidores, los costos son mínimos: el sector **Industrial** paga **410,63 $/kWh** y el sector **Oficial 442 $/kWh**. Esta paridad indica que, para la gran industria, estar dentro o fuera de una ADD es casi indiferente en términos de costo de energía final.
- **Anomalías de Reporte (Valores en Cero)**
  - Se observa que los sectores **Especial Asistencial** y **Especial Educativo** reportan **0 $/kWh** en NT2. Técnicamente, esto indica una de dos situaciones: o existe una gratuidad total por convenios especiales de red en estos mercados independientes, o hay una **omisión de reporte** en el formato TC2 del SUI para estos sectores específicos.

Al contrastar estos datos con las tablas anteriores, se extraen las siguientes conclusiones de mercado:

1. **Atractivo para el Comercio:** El sector comercial en baja tensión (NT1) en mercados "Sin ADD" (**769 $/kWh**) es más competitivo que en la **ADD Centro (799 $/kWh)** o la **ADD Sur (888 $/kWh)**.
2. **Inconsistencia en Riego:** El **Distrito de Riego** es el único sector que aumenta su costo al subir de nivel, pasando de **540,75 $/kWh** en NT2 a **575,6 $/kWh** en NT3. Este comportamiento es atípico y sugiere cargos por uso de red específicos para bombeo agrícola en estas zonas.
3. **Eficiencia en Alumbrado:** Los municipios que no pertenecen a una ADD disfrutan, en promedio, de un costo de energía para alumbrado público un **30% menor** que aquellos en el interior del país.

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 octubre, noviembre y diciembre de 2025.

Tabla 51. Estado Reporte de la Información Formato TC1

TC1. Incentario de Usuarios	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	100%	100%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	100%	100%

CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	100%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%

Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC2

TC2. Facturación de Usuarios	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	100%	100%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	100%	100%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	100%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	100%	100%

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%

Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC3

TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	100%	100%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	100%	100%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	100%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%

Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato T3

T3. Tarifas Publicadas	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	100%	100%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	100%	100%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	100%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%

Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T6

T6.Opción Tarifaria	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%

Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T7

T7. Costo Unitario de Prestacion del Servicio CU 119 - UR	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	100%	100%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	100%	100%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	100%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	0%	0%	0%

Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T9

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Octubre	Noviembre	Diciembre
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	100%	100%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	100%	100%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	100%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	100%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	100%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	100%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	100%	100%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	100%	100%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	100%	0%
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	0%	100%	100%

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 geoFigura 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.

Superservicios

Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(+57) 601-745-6011
www.superservicios.gov.co

sspd@superservicios.gov.co

