



Superservicios

Boletín Tarifario de **Energía Eléctrica**

Tercer Trimestre
JULIO A SEPTIEMBRE | 2025

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

Diciembre

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

Elaboró:

Luisa Fernanda Rodríguez Pardo

Daniel Camilo Gómez Garavito

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

Revisó:

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

Asesor de la Superintendencia Delegado para Energía y Gas Combustible

Aprobó:

Omar Camilo López López

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
FUENTES DE INFORMACIÓN	7
FINALIDAD DEL BOLETÍN	9
PERIODO DE ANÁLISIS.....	9
EMPRESAS ANALIZADAS	9
VARIABLES ANALIZADAS	13
OPERACIÓN ESTADÍSTICA	15
CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN	15
RESUMEN EJECUTIVO	16
1. CONTEXTO NORMATIVO	18
2. PANORAMA NACIONAL	21
2.1. Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)	21
2.2. Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD.....	22
3. ANÁLISIS POR COMPONENTE	25
3.1. Generación (G)	25
3.2. Transmisión (Tm).....	47
3.3. Distribución (Dt)	49
3.4. Comercialización (C).....	57
3.5. Pérdidas (PR)	68
3.6. Restricciones	71
4. TARIFAS APLICADAS.....	77
5. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS	81
6. ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN	86
7. GLOSARIO	92

Lista de Tablas

Tabla 1. Fuente de la Información.....	8
Tabla 2. Segmentación por grupos	11
Tabla 3. Grandes Comercializadores	11
Tabla 4. Medianos Comercializadores	12
Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores.....	12

Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios	13
Tabla 7. Variables Analizadas	14
Tabla 8. Resumen General Operador de Red	17
Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro	18
Tabla 10. Contexto Normativo General	19
Tabla 11. Contexto Normativo por Componente	19
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	23
Tabla 13. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado	24
Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio	25
Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario	25
Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1	27
Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2	28
Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3	29
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4	31
Tabla 20. Variables Componente de Generación	36
Tabla 21. Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado	40
Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb	42
Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 2T 2025	47
Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 2T 2025	49
Tabla 25. Áreas de Distribución	51
Tabla 26. Operadores de Red y mercados	52
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD	53
Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte	56
Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur	57
Tabla 30. Proyectos compensados por PPA julio 2025	57
Tabla 31. Proyectos compensados por PPA agosto 2025	57
Tabla 32. Proyectos compensados por PPA septiembre 2025	57
Tabla 33. Variación Componente C 3T vs 3T	59
Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1	61
Tabla 35. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2	63
Tabla 36. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3	64
Tabla 37. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4	65
Tabla 38. Listado de Comercializadores acogidos al COT	67
Tabla 39. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT	67
Tabla 40. Valores promedio COT 2T 2025	68
Tabla 41. Variación Componente Pérdidas 2T 2025 vs 3T 2025	69
Tabla 42. Comportamiento Componente Pérdidas 2T 2025	70
Tabla 43. Valores CPROG 2T 2025	71
Tabla 44. Variación Componente Restricciones 2T 2025 vs 3T 2025	73
Tabla 42. Aplicación de Subsidios	78
Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales	79
Tabla 47. Tarifas Aplicadas Estrato 4	79
Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales	80
Tabla 49. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión	84

Tabla 50. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión	84
Tabla 51. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión	85
Tabla 52. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión	85
Tabla 53. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión.....	86
Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC1.....	87
Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC2.....	87
Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato TC3.....	88
Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T3	89
Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T6	90
Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T7	90
Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T9	91

Lista de Figuras

Figura 1. Promedio CU Operador de Red.....	17
Figura 2. Promedio Cu Comercializador Puro.....	18
Figura 3. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	23
Figura 4. Grupo 1 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	28
Figura 5. Grupo 2 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	29
Figura 6. Grupo 3 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	30
Figura 7. Grupo 4 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	31
Figura 8. Comportamiento Pc 2T 2025 (\$/kWh).....	32
Figura 9. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – julio 2025 (\$/kWh)	33
Figura 10. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – agosto 2025 (\$/kWh).....	34
Figura 11. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – septiembre 2025 (\$/kWh).....	35
Figura 12. Comportamiento G contratos vs G Neutro 2T 2025.....	39
Figura 13. Comparativo Precio de Bolsa Nacional ponderado Vs Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh).....	40
Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa	42
Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa	43
Figura 16. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa – julio 2025	43
Figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	44
Figura 18. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – agosto 2025	45
Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	46

Figura 20. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – septiembre 2025	46
Figura 21. Componente Transmisión (\$/kWh) - Demanda SIN (TWh) 3T vs 3T	48
Figura 22. Conformación del Ingreso Regulado Neto que paga el comercializador	50
Figura 23. Evolución Componente de Distribución 2T 2025 Vs 3T 2025.....	53
Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro.....	54
Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente.....	54
Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente.....	55
Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur	55
Figura 28. Promedio Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025 (\$/kWh).....	60
Figura 29. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025.....	61
Figura 30. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025.....	63
Figura 31. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025.....	64
Figura 32. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 2T 2025 vs 3T 2025	66
Figura 32. Comportamiento Componente Perdidas 2T 2025.....	70
Figura 34. Fórmula Restricciones	73
Figura 35. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)	75
Figura 36. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales.....	76
Figura 37. Promedio Componente R (\$/kWh)	77
Figura 37. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)	83

INTRODUCCIÓN

El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados para los meses de julio, agosto y septiembre 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 **julio, agosto y septiembre 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 tercer 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 y SuperFinanciera, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

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

Tabla 1. Fuente de la Información

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T3. Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador.
Formato T4. Actualización Tarifas Publicadas	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: <ul style="list-style-type: none"> • 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.
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.

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

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

FINALIDAD DEL BOLETÍN

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

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

EMPRESAS ANALIZADAS

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

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

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

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

Tabla 2. Segmentación por grupos

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

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

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

Tabla 3. Grandes Comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
1	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

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

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

Tabla 4. Medianos Comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
8	500	EBSA	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	BOYACÁ
9	520	CEDENAR	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	NARIÑO
10	523	EDEQ	EMPRESA DE ENERGÍA DE QUINDÍO S.A. E.S.P.	QUINDÍO
11	600	EMSA	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	META
12	604	CENS	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	NORTE DE SANTANDER
13	1014	ELECTROHUILA	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	HUILA
14	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	CALDAS
15	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	CARIBE SOL
16	2073	EEP	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.	CARTAGO

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

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

Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
17	502	CHEC	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	CALDAS
18	599	ENELAR	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA	ARAUCA
19	637	CETSA	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	TOLIMA
20	637	CETSA	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	TULUÁ
21	637	CETSA	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA

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

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

Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
22	694	EMEESA	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	CAUCA
23	1737	RUITOQUE S.A. E.S.P.	RUITOQUE S.A. E.S.P.	RUITOQUE
24	1846	EMEVASI S.A. E.S.P.	EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	SIBUNDOY
25	2016	No reporta	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	PUTUMAYO
26	2322	VATIA	VATIA S.A.S. E.S.P.	ANTIOQUIA
27	2371	E.E.B.P. S.A. E.S.P.	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO
28	3076	ENERGUAVIARE SA ESP	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	GUAVIARE
29	3372	ASC	A.S.C INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA SA ESP.	NARIÑO
30	20437	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ANTIOQUIA
31	23330	PEESA	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	ANTIOQUIA
32	27691	QI ENERGY	QI ENERGY SAS ESP	ANTIOQUIA
33	59850	No reporta	ENERBIT SAS ESP	ANTIOQUIA
34	62071	NO TIENE	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	ANTIOQUIA
35	62371	NO TIENE	BIA ENERGY SAS ESP	ANTIOQUIA
36	694	EMEESA	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	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)	<p>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.</p> <p>Se analiza el CU promedio de los Operadores de</p>	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).
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

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
Componente de Perdidas	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j	Formatos SUI 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 Puros¹ teniendo en cuenta la información reportada por las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Único de Información (SUI), en los formatos tarifarios.

Tabla 8. Resumen General Operador de Red

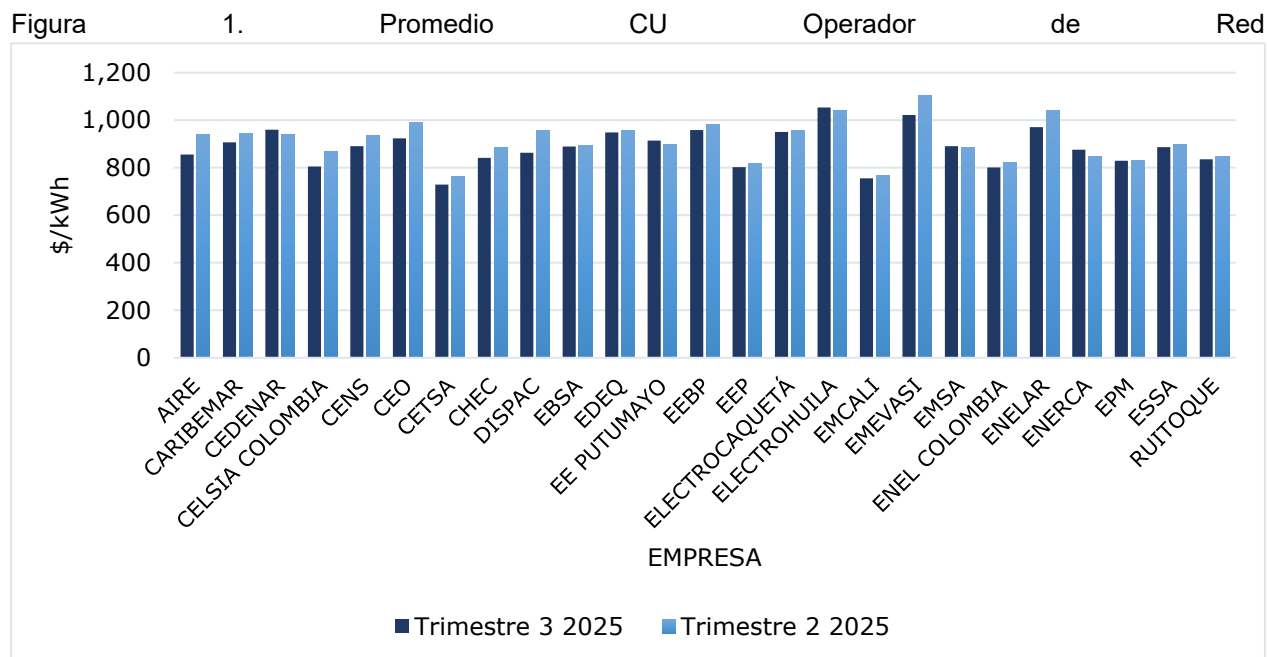
	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025
Promedio CU (\$/kWh)	898,46	914,38
CU mayor	1104,64	1053,27
CU menor	761,67	728,57

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

De acuerdo con la información reportada en el Formato SUI T7 y analizada por la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la SSPD, la Tabla 8 presenta un resumen comparativo del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) para los Operadores de Red (OR) entre el segundo y el tercer trimestre de 2025.

El CU promedio nacional para los OR presentó un incremento del 1,77%, pasando de 898,46 \$/kWh en el segundo trimestre a 914,38 \$/kWh en el tercer trimestre. Este aumento refleja una presión generalizada en los costos del servicio durante el periodo analizado. Sin embargo, se observa una contracción en el rango de dispersión de los valores extremos. El CU mayor registrado disminuyó de 1.104,64 \$/kWh a 1.053,27 \$/kWh, mientras que el CU menor también se redujo, de 761,67 \$/kWh a 728,57 \$/kWh. Esta convergencia sugiere un posible efecto de homogeneización en las condiciones de costo entre distintos mercados u operadores, o ajustes particulares en los componentes que integran el CU para los agentes que previamente exhibían los valores más altos y más bajos. El análisis detallado por componente, desarrollado en secciones posteriores del boletín, permite identificar los factores específicos –como los costos de generación, distribución, pérdidas y restricciones– que incidieron en esta evolución agregada del indicador tarifario.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) para los Operadores de Red (C-OR) entre el segundo y tercer trimestre de 2025. Se observa una tendencia general a la baja o estabilización en la mayoría de los mercados, reflejando ajustes en los componentes tarifarios.

El CU máximo registrado disminuyó de 1.104,64 \$/kWh (EMEVASI, Sibundoy) a 1.053,27 \$/kWh (ELECTROHUILA, Huila), mientras que el CU mínimo también se redujo, pasando de 761,67 \$/kWh (CETSA) a 728,57 \$/kWh (CETSA). Esto confirma la contracción en el rango de dispersión identificada en el resumen general.

Destacan las reducciones significativas (superiores al 5%) en comercializadores como AIRE (-9.1%), DISPAC (-9.8%), ENELAR (-6.6%) y CELSIA COLOMBIA (-7.2%). Por el contrario, algunos mercados mostraron incrementos, siendo los más notorios ELECTROHUILA (+1.3%) y EE PUTUMAYO (+2.0%). La mayoría de los agentes, incluidos grandes operadores como EPM y ENEL COLOMBIA, presentaron ligeras disminuciones o una alta estabilidad en su CU, lo que sugiere una gestión eficiente de los componentes variables del costo frente a las condiciones del trimestre.

Esta dinámica heterogénea a nivel de agente, pero con una tendencia agregada a la baja, responde a las variaciones específicas en los componentes de generación, distribución y restricciones analizados en detalle en el boletín, los cuales se ven influenciados por la exposición a bolsa, la estructura de contratos y las condiciones operativas particulares de cada mercado.

Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro

		Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025
Promedio	CU	873,02	883,58
CU mayor		914,39	884,62

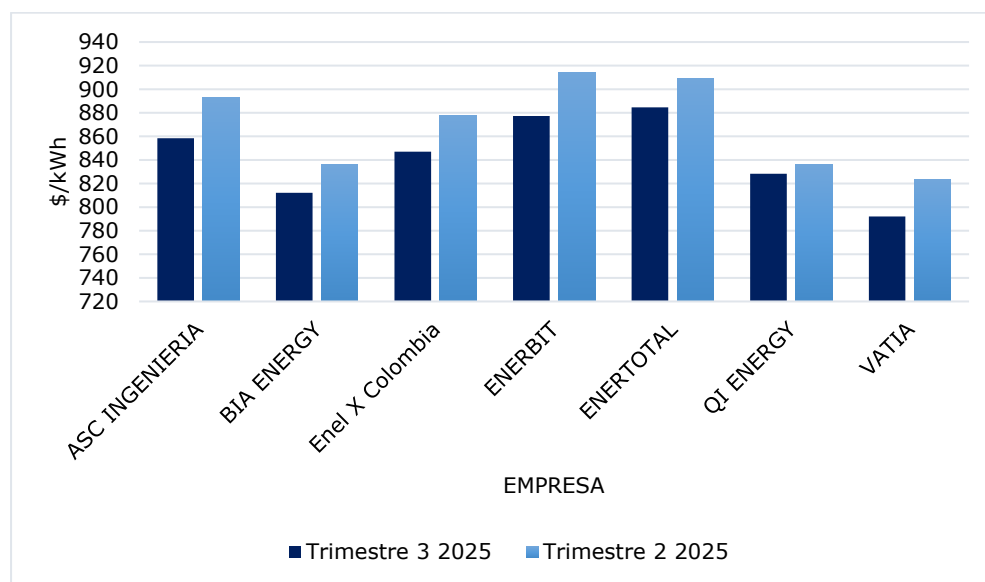
CU menor	823,80	792,00
----------	--------	--------

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

El CU promedio experimentó un incremento moderado del 1.2%, al pasar de 873,02 \$/kWh a 883,58 \$/kWh. Este aumento contrasta con una notable convergencia en los valores extremos. El CU mayor registrado disminuyó de 914,39 \$/kWh a 884,62 \$/kWh, mientras que el CU menor también se redujo, de 823,80 \$/kWh a 792,00 \$/kWh.

Esta evolución indica que, si bien el costo promedio del servicio presentó una leve presión al alza, el rango de dispersión entre los agentes se redujo significativamente. El comportamiento sugiere un efecto de homogeneización en las condiciones de compra de energía y en la estructura de costos reconocidos para la actividad de comercialización entre los diferentes agentes puros durante el periodo analizado.

Figura 2. Promedio Cu Comercializador Puro



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

La evolución del Costo Unitario (CU) para los Comercializadores Puros (C-PURO) entre el segundo y tercer trimestre de 2025, mostrando una tendencia general a la reducción.

Todos los agentes presentaron una disminución en su CU, con variaciones que oscilan entre -1.0% (QI ENERGY) y -3.9% (VATIA). Este comportamiento uniforme a la baja explica la contracción en los valores extremos observada en el resumen general: el CU mayor bajó de 914,39 \$/kWh (ENERBIT) a 884,62 \$/kWh (ENERTOTAL), y el CU menor disminuyó de 823,80 \$/kWh a 792,00 \$/kWh (VATIA).

La reducción generalizada sugiere que los comercializadores puros lograron, en conjunto, una mayor eficiencia en la gestión de sus costos variables durante el trimestre, posiblemente derivada de mejores condiciones en la compra de energía (componente G) o de ajustes en sus estructuras de costos de comercialización, impactando positivamente el CU trasladado a sus usuarios.

1. CONTEXTO NORMATIVO

Tabla 10. Contexto Normativo General

LEY/RESOLUCIÓN	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Ley 142 de 1994	Establece el régimen de servicios públicos domiciliarios. Establece los 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)

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

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
	2018 y resolución CREG 191 de 2014	comercializador minorista. (\$/kWh)	cartera, contribuciones, pagos al administrador del mercado.	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 2007 modificada por la Resolución CREG 173 de 2011	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista.	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR, SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por mercado de comercialización	Varía por empresa de acuerdo al costo aprobado.

2. PANORAMA NACIONAL

El análisis del comportamiento tarifario correspondiente a los meses de **julio, agosto y septiembre 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 Distribución² durante el 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

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.

conforman la tarifa, con el fin de identificar las variaciones y los factores que incidieron en su comportamiento.

2.1. Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)

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

La estructura del CU se encuentra definida por la suma de los componentes que representan las diferentes actividades del proceso de suministro y comercialización de energía, conforme al marco regulatorio vigente expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), principalmente la Resolución CREG 119 de 2007³.

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

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

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

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

El presente análisis se realizó sobre los mercados atendidos por el **Operador de Red (OR) del Nivel de Tensión 1 (NT1)**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 mediante la administración de la red de distribución y la atención directa de usuarios en sus áreas de influencia.

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

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

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

ADD	CU promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
	2T 2025	3T 2025	
CENTRO	891,15	873,80	-1,95%
OCCIDENTE	817,87	796,66	-2,59%
ORIENTE	905,40	888,89	-1,82%
SIN ADD	836,78	781,20	-6,64%
SUR	913,92	892,04	-2,39%

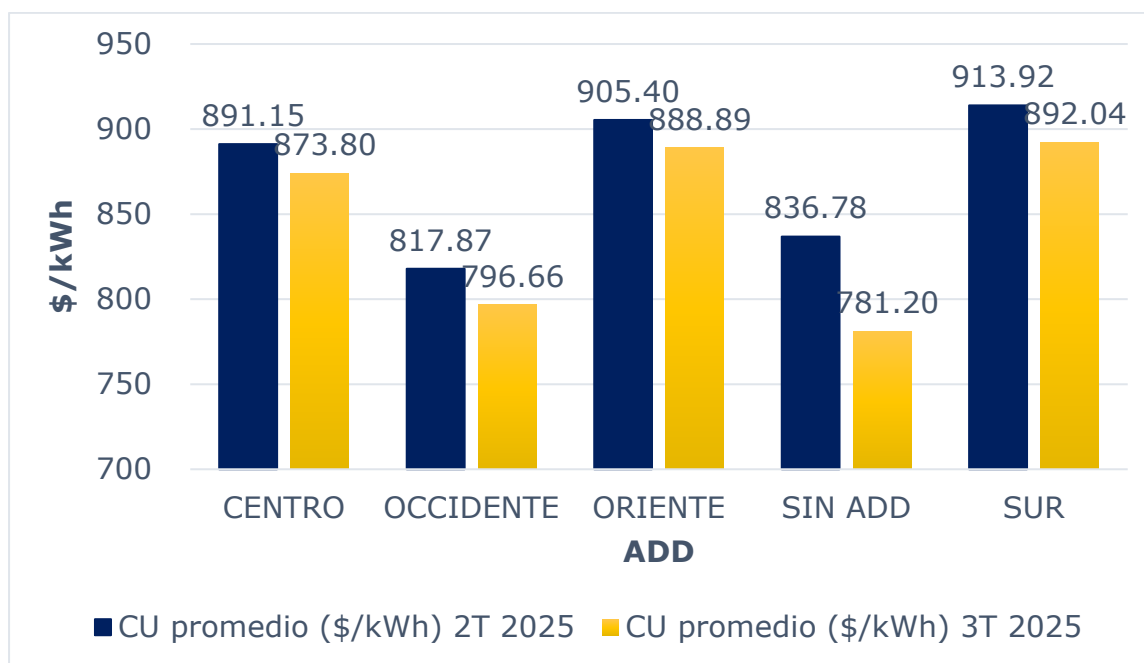
Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La tabla presenta el comportamiento del Costo Unitario promedio (CU) para los usuarios regulados del Nivel de Tensión 1 (NT1), desagregado por Área de Distribución (ADD), entre el segundo y tercer trimestre de 2025.

Se observa una reducción generalizada del CU en todas las ADD. La disminución más significativa se registró en el segmento SIN ADD (-6.64%), seguida por las ADD OCCIDENTE (-2.59%) y SUR (-2.39%). Las ADD CENTRO (-1.95%) y ORIENTE (-1.82%) presentaron reducciones moderadas.

A pesar de las disminuciones, la estructura de costos relativos se mantuvo: la ADD SUR continúa con el CU promedio más alto del país (892.04 \$/kWh), mientras que la ADD OCCIDENTE reporta el menor costo (796.66 \$/kWh). La reducción en el segmento SIN ADD sugiere mejoras de eficiencia o ajustes favorables en los componentes tarifarios para los mercados no agrupados en una ADD formal

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



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

La tabla detalla el Costo Unitario (CU) del Nivel de Tensión 1 (NT1) para cada mercado de comercialización, evidenciando la diversidad tarifaria nacional en el tercer trimestre de 2025.

El CU general presentó un incremento del 1.77%, alcanzando 914,38 \$/kWh. Sin embargo, este promedio agrega comportamientos dispares a nivel de mercado. Destacan las reducciones significativas en mercados como TULUÁ (-6.0%), CHOCÓ (-9.8%) y CARIBE SOL (-6.3%). Por el contrario, se registraron incrementos en NARIÑO (+2.1%), PUTUMAYO (+2.0%) y HUILA (+1.3%), siendo este último el mercado con el CU más alto del país (1.053,27 \$/kWh).

Los mercados con el menor CU fueron CARIBE SOL (714,19 \$/kWh) y CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA (724,54 \$/kWh). Esta heterogeneidad refleja el impacto diferenciado de los componentes tarifarios –especialmente generación, distribución y restricciones– en cada mercado, influenciados por su estructura de compra de energía, dispersión geográfica y condiciones operativas locales.

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

ADD	MERCADO	TRIMESTRE 2 2025	TRIMESTRE 3 2025	% VARIACION 2T Vs 3t
CENTRO	RUITOQUE	949,15	936,72	-1,31%
	QUINDÍO	902,14	884,94	-1,91%
	SANTANDER	892,64	881,03	-1,30%
	ANTIOQUIA	859,71	874,51	1,72%
	NORTE DE SANTANDER	895,89	868,95	-3,01%
	CALDAS	894,86	861,59	-3,72%
	PEREIRA	847,59	808,23	-4,64%
OCCIDENTE	NARIÑO	939,92	959,89	2,12%
	CAUCA	991,49	923,81	-6,83%
	CARTAGO	824,81	803,03	-2,64%
	VALLE DEL CAUCA	828,87	788,89	-4,82%
	TULUÁ	795,35	747,36	-6,03%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	735,07	724,54	-1,43%
ORIENTE	HUILA	1.039,56	1.053,27	1,32%
	ARAUCA	1.038,75	970,64	-6,56%
	BOYACÁ	892,89	889,26	-0,41%
	TOLIMA	913,20	873,69	-4,33%
	BOGOTÁ- CUNDINAMARCA	823,15	817,76	-0,65%
SIN ADD	CHOCÓ	956,30	862,75	-9,78%
	CARIBE MAR	868,59	836,97	-3,64%
	CARIBE SOL	761,84	714,19	-6,25%

SUR	SIBUNDOY	1.104,64	1.021,71	-7,51%
	BAJO PUTUMAYO	980,13	958,63	-2,19%
	CAQUETÁ	957,35	950,27	-0,74%
	PUTUMAYO	896,20	914,26	2,02%
	CASANARE	845,58	849,62	0,48%
	META	833,55	833,46	-0,01%
Total general		898,46	914,38	1,77%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

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

Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación respecto al promedio general %
HUILA	1.053,27	850,82	24%
SIBUNDOY	1.021,71		20%
ARAUCA	970,64		14%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación respecto al promedio general %
TULUÁ	747,36	850,82	-12%
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	724,54		-15%
CARIBE SOL	714,19		-16%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

3. ANÁLISIS POR COMPONENTE

3.1. Generación (G)

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

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

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

Se usó esta segmentación a partir de las siguientes consideraciones:

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

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

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

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

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

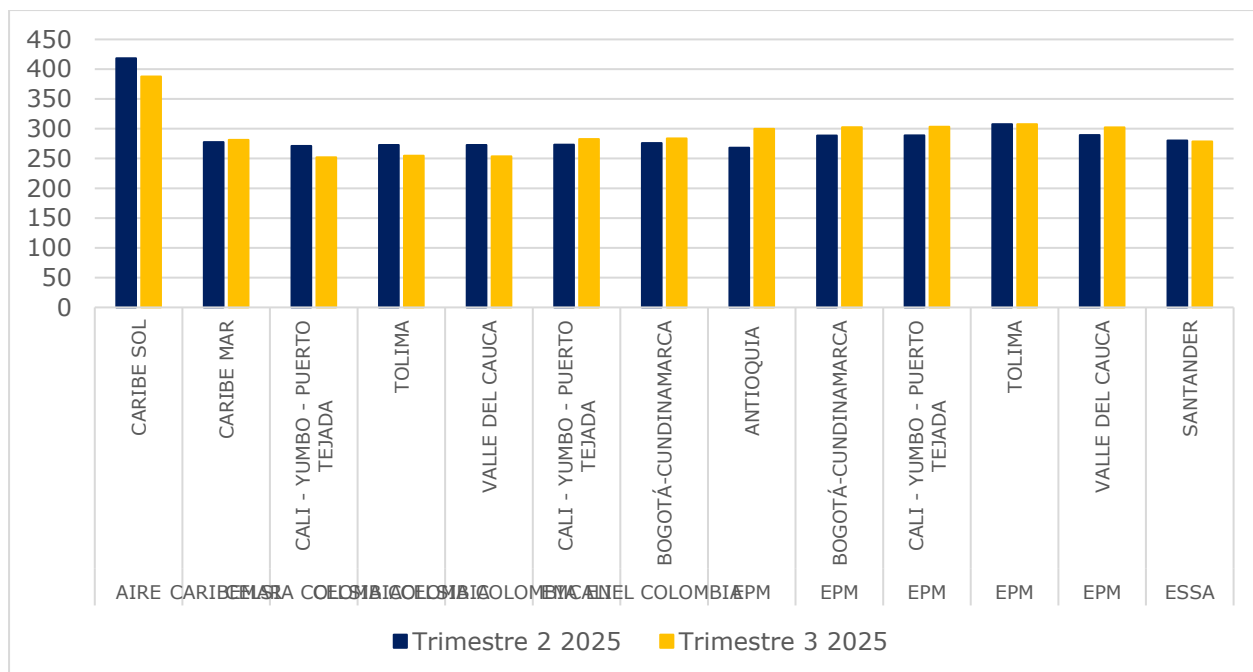
EMPRESA	MERCADO	3T 2025 Componente G (\$/kWh)	2T 2025 Componente G (\$/kWh)	Variación trimestral (%)
AIRE	CARIBE SOL	418,40	387,76	-7,32%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	277,62	281,18	1,28%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	271,08	251,96	-7,05%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	272,60	254,74	-6,55%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	272,80	253,73	-6,99%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	273,33	282,74	3,44%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ- CUNDINAMARCA	275,87	283,74	2,85%
EPM	ANTIOQUIA	268,03	299,93	11,90%
	BOGOTÁ- CUNDINAMARCA	288,45	302,47	4,86%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	288,88	303,42	5,03%
	TOLIMA	307,55	307,69	0,05%
EPM	VALLE DEL CAUCA	289,41	302,20	4,42%
ESSA	SANTANDER	280,14	278,57	-0,56%

Fuente: Formato SUI T7, Cálculos DTGE 2025

La mayoría de los mercados atendidos por CELSIA COLOMBIA y AIRE presentaron reducciones significativas en su costo de generación (entre -6.55% y -7.32%). En contraste, EPM registró incrementos generalizados en sus mercados, siendo el más notable en ANTIOQUIA (+11.90%). ENEL COLOMBIA y EMCALI también mostraron aumentos moderados (alrededor del +3%).

Este comportamiento heterogéneo refleja diferencias sustanciales en la gestión del portafolio de compra de energía. Las disminuciones para CELSIA y AIRE sugieren una posible mayor eficiencia en la contratación bilateral o una menor exposición a precios altos de bolsa durante el trimestre. Los incrementos para EPM podrían estar asociados a una estructura contractual distinta o a una mayor exposición al mercado spot en horas de precios elevados, impactando el componente G trasladado a sus usuarios.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

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

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

EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
CENS	NORTE DE SANTANDER	402,89	417,77	3,69%
E.HUILA	HUILA	419,07	400,60	-4,41%
CEO	CAUCA	409,20	396,69	-3,06%
EMSA	META	390,17	385,53	-1,19%
EBSA	BOYACÁ	363,88	377,59	3,77%
EDEQ	QUINDÍO	395,51	372,06	-5,93%
EEP	CALDAS	352,77	346,30	-1,83%
EEP	CARTAGO	352,46	345,02	-2,11%
EEP	PEREIRA	352,44	344,92	-2,13%
CEDENAR	NARIÑO	307,96	343,54	11,56%
EEP	CARIBE SOL	352,08	343,41	-2,46%

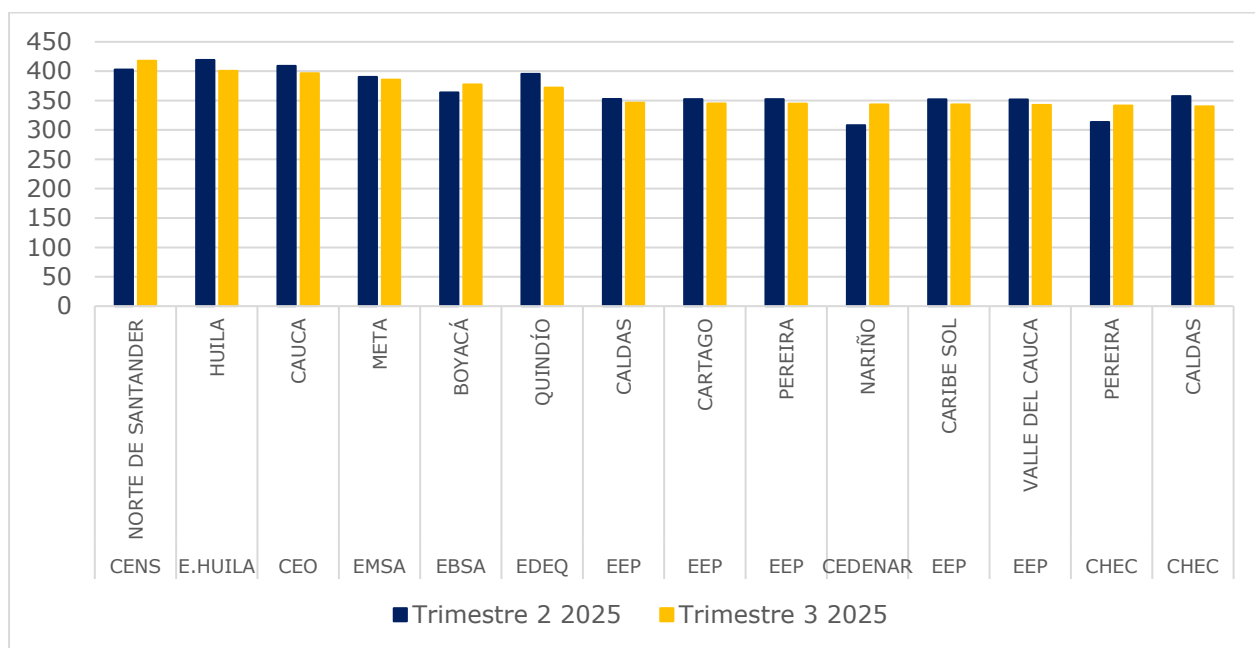
EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
EEP	VALLE DEL CAUCA	351,91	342,66	-2,63%
CHEC	PEREIRA	313,46	341,57	8,97%
CHEC	CALDAS	357,54	340,05	-4,89%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El promedio del grupo mostró una leve disminución del -0.46%. No obstante, se destacan incrementos significativos en mercados específicos, como NARIÑO (atendido por CEDENAR) con un aumento del 11.56% y PEREIRA (CHEC) con 8.97%. Por el contrario, la mayoría de los mercados registraron reducciones, siendo las más notorias en QUINDÍO (EDEQ, -5.93%) y HUILA (Electrohuila, -4.41%).

Esta divergencia refleja la exposición diferenciada de cada comercializador a las condiciones del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Los aumentos en NARIÑO y Pereira podrían atribuirse a una mayor proporción de compras en bolsa (Qb) durante horas de precios elevados o a ajustes en los contratos bilaterales vigentes. Las reducciones observadas en otros mercados sugieren una gestión más eficiente del portafolio de compra o condiciones de contratación más favorables en el periodo.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

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

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

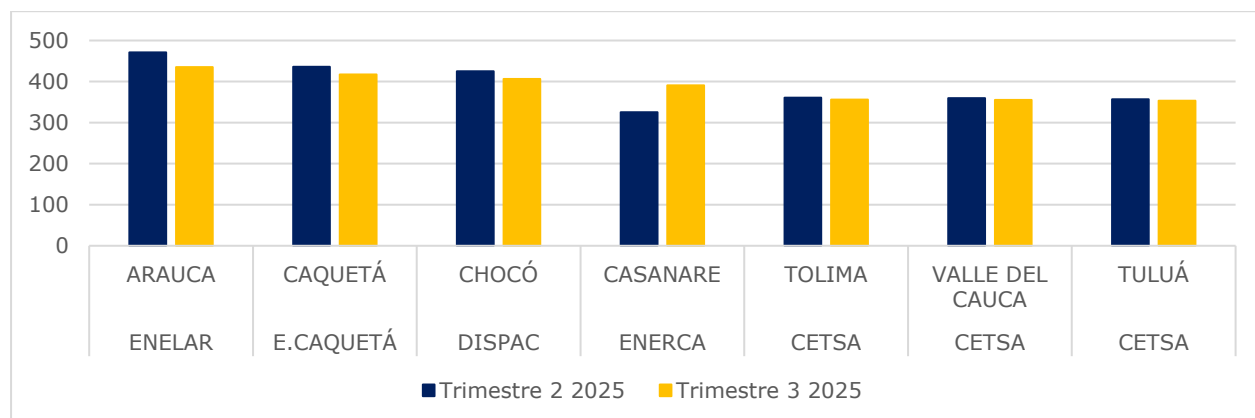
EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
ENELAR E. CAQUETÁ DISPAC	ARAUCA	471,14	435,14	-7,64%
	CAQUETÁ	435,80	417,33	-4,24%
	CHOCÓ	425,02	406,18	-4,43%
ENERCA	CASANARE	325,48	390,85	20,09%
CETSA	TOLIMA	360,89	356,05	-1,34%
CETSA	VALLE DEL CAUCA	359,55	355,17	-1,22%
CETSA	TULUÁ	356,91	353,45	-0,97%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Mientras los mercados atendidos por ENELAR/DISPAC y CETSA registraron reducciones en sus costos de generación (entre -0.97% y -7.64%), el mercado de Casanare (ENERCA) experimentó un aumento excepcional del 20.09%.

Este incremento sustancial en ENERCA es el más alto reportado entre todos los grupos y puede atribuirse a factores como una reconfiguración significativa de su portafolio de compra, una exposición muy elevada a precios de bolsa (Pb) en el periodo, o la liquidación de contratos bilaterales a precios notablemente superiores a los del trimestre anterior. En contraste, las reducciones en los demás agentes del grupo reflejan una gestión de compra de energía más eficiente o condiciones de mercado más favorables para sus respectivas coberturas contractuales.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

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

La tabla detalla el comportamiento del componente de Generación (G) para el Grupo 4, conformado por pequeños Operadores de Red (C-OR) y Comercializadores Puros (C-PURO). Se evidencia una clara divergencia entre ambos tipos de agente.

Los Operadores de Red (C-OR) presentaron variaciones extremas. Mientras EEBP (Bajo Putumayo) registró un aumento del 15.82% -el segundo más alto de todos los grupos analizados-, EMEVASI (Sibundoy) y RUITOQUE reportaron reducciones (-5.55% y -2.71%, respectivamente). Este contraste refleja la alta sensibilidad y volatilidad a la que están expuestos los pequeños OR, cuyos costos de generación pueden verse significativamente impactados por cambios en su limitado portafolio de contratos o por su nivel de exposición al mercado spot.

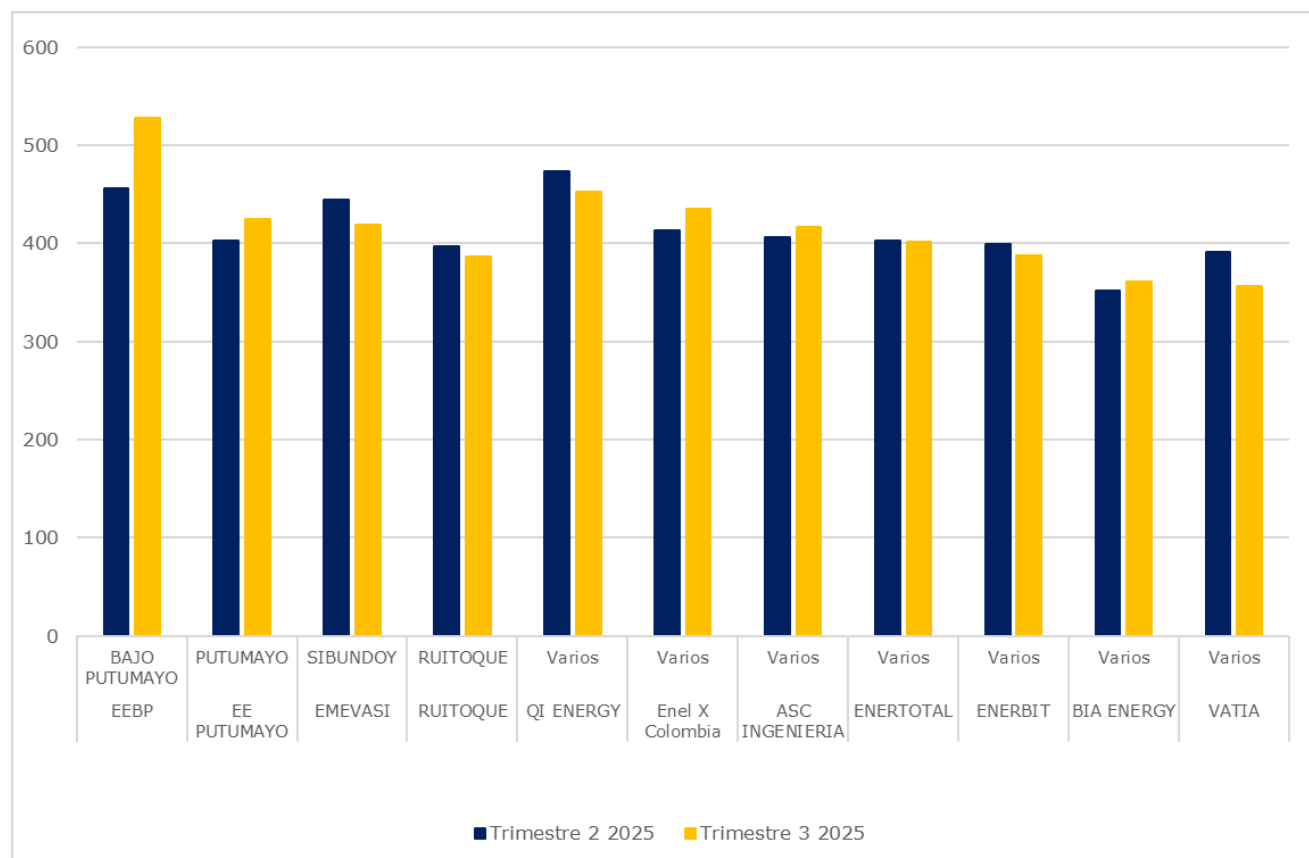
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4

TIPO	SIGLA	NOMBRE_MERCADO	TRIMESTRE 2 2025	TRIMESTRE 3 2025	Variación trimestral (%)
C-OR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	456,23	528,41	15,82%
	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	402,34	425,11	5,66%
	EMEVASI	SIBUNDOY	444,11	419,45	-5,55%
	RUITOQUE	RUITOQUE	397,48	386,72	-2,71%
C-PURO	QI ENERGY	Varios	473,43	452,95	-4,33%
	ENEL X COLOMBIA	Varios	413,11	435,29	5,37%
	ASC INGENIERIA	Varios	406,44	416,16	2,39%
	ENERTOTAL	Varios	403,26	401,81	-0,36%
	ENERBIT	Varios	399,25	387,30	-2,99%
	BIA ENERGY	Varios	351,79	360,86	2,58%
	VATIA	Varios	391,38	356,65	-8,87%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Entre los Comercializadores Puros (C-PURO), la mayoría mostró ligeras reducciones o estabilidad en su componente G, con la excepción de Enel X Colombia (+5.37%) y ASC Ingeniería (+2.39%). VATIA destacó con la mayor reducción del grupo (-8.87%), lo que sugiere una gestión particularmente eficiente de sus compras de energía durante el trimestre. Esta relativa estabilidad en el promedio del subgrupo C-PURO, en comparación con los C-OR, puede indicar una mayor capacidad de diversificación del riesgo o estrategias de cobertura más robustas por parte de los agentes puros, a pesar de su tamaño reducido.

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 **julio, agosto y septiembre de 2025**. El propósito de este análisis es identificar la evolución de los costos de adquisición de energía en el marco de las transacciones bilaterales y su relación con el comportamiento del mercado mayorista. Para ello se comparan las variables de Costo Promedio ponderado por energía (**Pc**) y Costo Promedio ponderado por energía (**Mc**), con base en la información reportada por los Operadores de Red (OR) - Nivel de Tensión 1 (NT1) en el Sistema Único de Información (SUI), quienes integran la prestación del servicio mediante la gestión de la red de distribución y la atención directa de los usuarios en sus respectivas áreas de influencia.

Las variables analizadas se definen así:

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

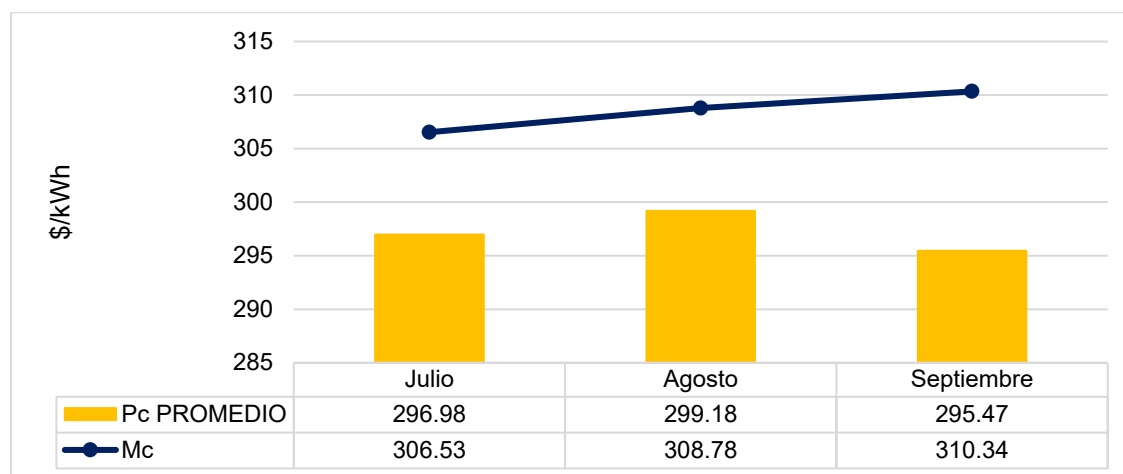
Mc: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.

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

Durante el periodo, el Pc se mantuvo consistentemente por debajo del Mc, con un diferencial promedio favorable de -3.68% (-11.34 \$/kWh). Este comportamiento indica que, en conjunto, los comercializadores del mercado regulado lograron condiciones de compra más eficientes que el precio de referencia del mercado contractual (Mc) en el trimestre.

La estabilidad relativa del Pc a lo largo de los tres meses (oscilando entre 295.47 y 299.18 \$/kWh), frente a un Mc con tendencia alcista, sugiere una gestión prudente y favorable del portafolio contractual por parte de los agentes. Este diferencial positivo entre Pc y Mc contribuye a moderar el incremento del componente de Generación (G) que se traslada al Costo Unitario final para los usuarios regulados.

Figura 8. Comportamiento Pc 3T 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

A continuación, se presenta el análisis para cada los meses de julio, agosto y septiembre de 2025:

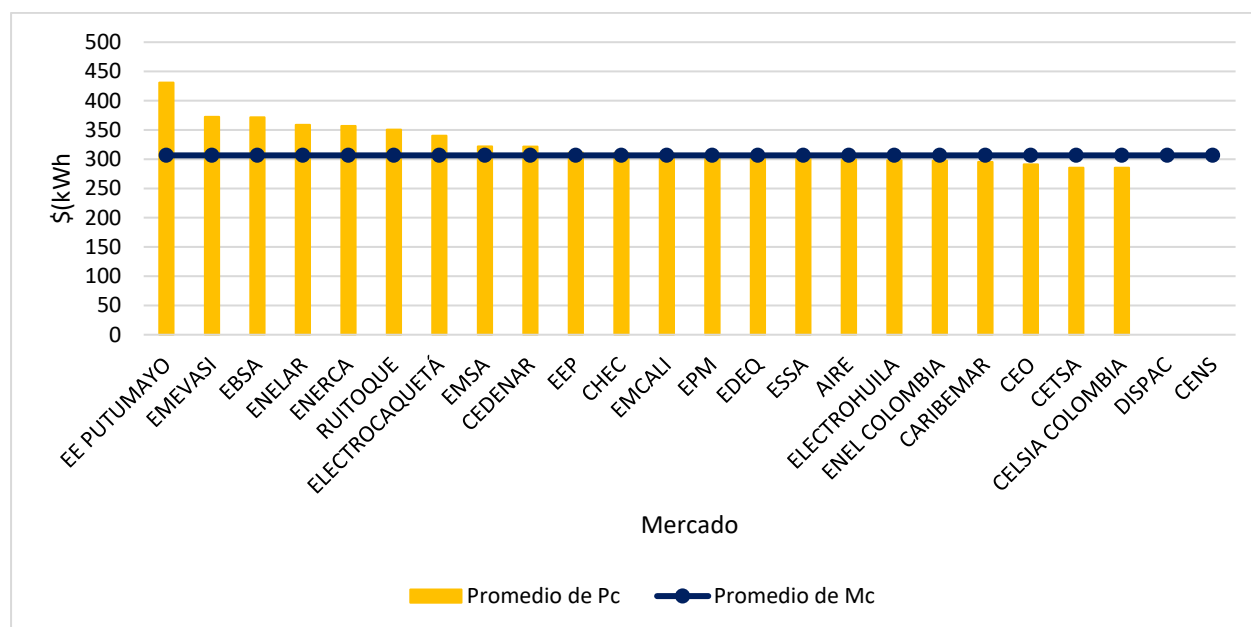
- **Julio 2025**

el Precio de Compra promedio (Pc) de cada comercializador con el Precio de Mercado de contratos (Mc) para julio de 2025, revelando una eficiencia diferenciada en la contratación bilateral.

Un grupo de agentes, encabezado por EE Putumayo, EMEVASI y EBSA, presentó un Pc significativamente superior al Mc (diferencias de +40 a +124 \$/kWh), lo que sugiere una menor eficiencia relativa en sus compras contractuales durante el mes, posiblemente por contratos indexados a precios altos o una estructura de portafolio menos favorable.

Por el contrario, la mayoría de los grandes comercializadores (CELSIA, ENEL Colombia, EPM, CARIBEMAR) y otros como CETSA y CEO lograron un Pc por debajo del Mc, con diferencias de hasta -21 \$/kWh, demostrando condiciones de compra más ventajosas que el promedio del mercado. Los casos de DISPAC y CENS con Pc reportado como cero requieren validación, ya que podrían indicar falta de reporte o que su demanda fue cubierta totalmente por mecanismos distintos a contratos bilaterales regulados en ese mes.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

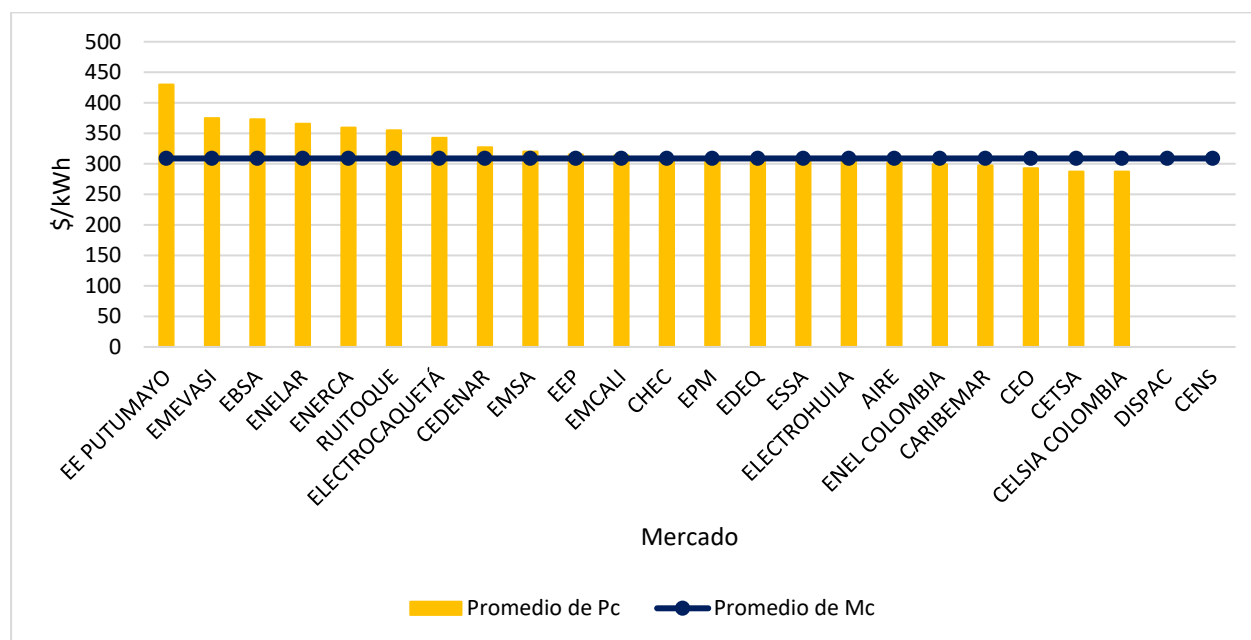
● Agosto 2025

para el mes de agosto de 2025 mantiene un patrón de eficiencia muy similar al observado en julio, confirmando tendencias estructurales en la gestión contractual de los agentes.

El mismo grupo de comercializadores (EE Putumayo, EMEVASI, EBSA, ENELAR, ENERCA, RUITOQUE y Electrocaquetá) continúa presentando un Pc muy por encima del Mc, con diferencias que superan los +30 \$/kWh, lo que refuerza la observación de una ineficiencia relativa persistente en sus esquemas de compra de energía mediante contratos bilaterales para el mercado regulado.

De manera consistente, los grandes agentes como CELSIA Colombia, ENEL Colombia, CARIBEMAR, CEO y CETSA mantuvieron un Pc por debajo del Mc, con diferencias favorables de hasta -21.55 \$/kWh. EPM, si bien su Pc superó ligeramente al Mc, mostró una brecha mínima (+1.46 \$/kWh), indicando una contratación cercana al promedio de mercado. Los casos de DISPAC y CENS con Pc reportado como cero se repiten, requiriendo atención para verificar la consistencia de su reporte.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

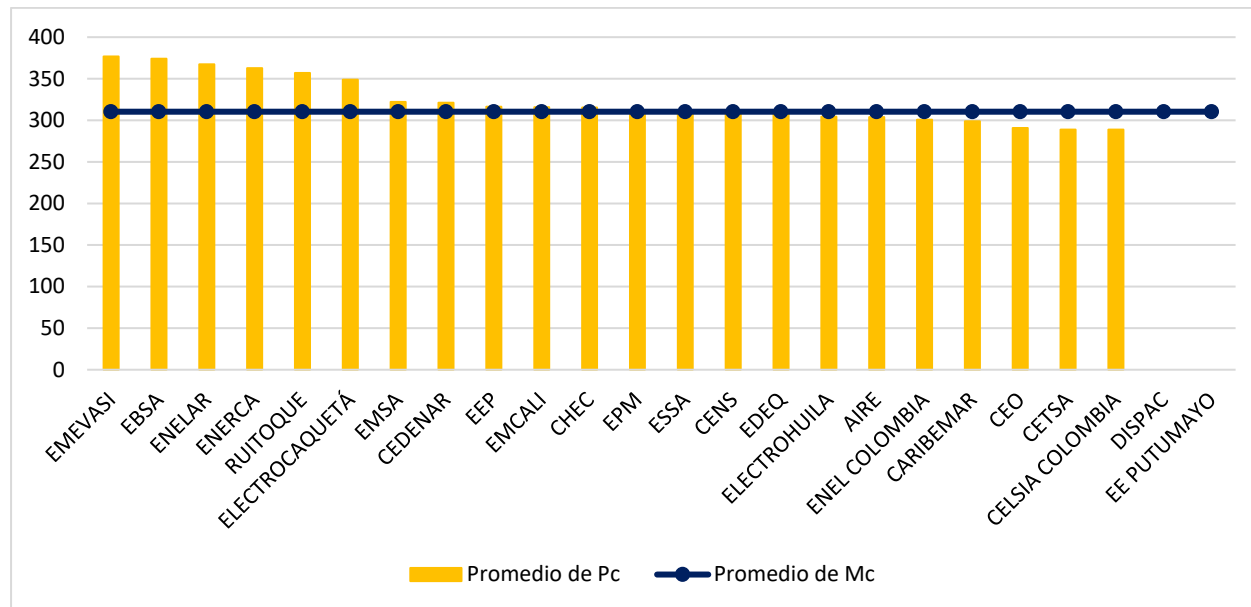
● Septiembre 2025

El análisis para septiembre de 2025 confirma la consolidación de las tendencias observadas en los meses previos, con un grupo claramente definido de agentes mostrando diferencias estructurales en la eficiencia de sus compras contractuales.

El conjunto de comercializadores con Pc consistentemente superior al Mc (EMEVASI, EBSA, ENELAR, ENERCA, RUITOQUE y Electrocaquetá) mantuvo esta condición, con diferencias que oscilaron entre +38.51 y +66.41 \$/kWh. La persistencia de esta brecha a lo largo del trimestre sugiere factores estructurales, como contratos de largo plazo indexados a variables menos favorables o una limitada capacidad para diversificar su portafolio de compra.

Por otro lado, agentes como CELSIA Colombia, CETSA, CEO, CARIBEMAR y ENEL Colombia reiteraron su ventaja competitiva, con un Pc inferior al Mc en un rango de -11.49 a -21.56 \$/kWh. Destaca la incorporación de CENS al grupo de agentes con Pc ligeramente inferior al Mc (-1.71 \$/kWh), tras no reportar información en los meses anteriores. Los casos de DISPAC y EE Putumayo con Pc reportado como cero en septiembre ameritan una revisión específica de consistencia en el reporte al SUI.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Ahora bien, teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el tercer trimestre de 2025, **el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 77,94%**, 1,54% por encima del segundo 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:

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

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 a lo siguiente:

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

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

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

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

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

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

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

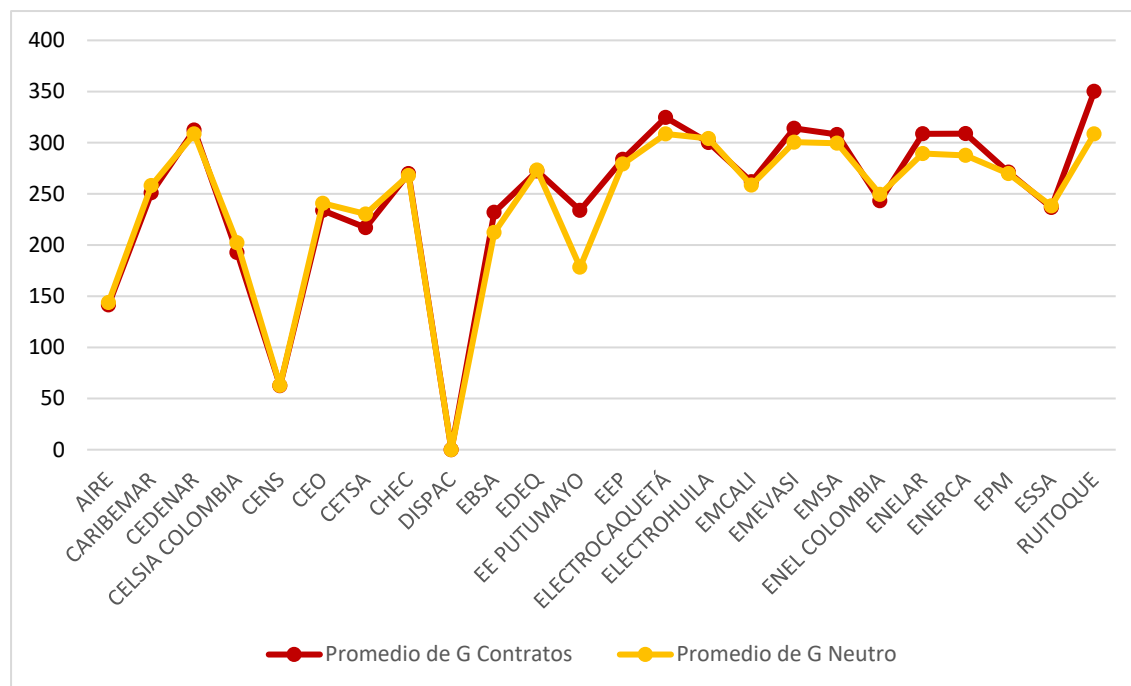
$AJ_{m,i}$:	Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), del comercializador <i>i</i> para el mes <i>m</i> , calculado conforme al Anexo 1 de la Resolución CREG <u>119</u> de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.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

La Figura 12 compara el costo de generación por contratos real (G Contratos) con un escenario teórico de eficiencia perfecta (G Neutro), donde el precio de compra (P_c) es igual al precio promedio de mercado (M_c). La diferencia ($\$/kWh$) revela la pérdida o ganancia de eficiencia económica de cada comercializador en su contratación bilateral.

Un grupo de agentes, encabezado por RUITOQUE, EE Putumayo, ENERCA, EBSA y ENELAR, presenta un G Contratos significativamente superior al G Neutro, con diferencias que superan los +19 $\$/kWh$, alcanzando +41.65 $\$/kWh$ en RUITOQUE y +55.59 $\$/kWh$ en EE Putumayo. Esto evidencia una notable ineficiencia en sus esquemas de compra contractual, trasladando mayores costos a sus usuarios.

Por el contrario, la mayoría de los grandes comercializadores (CELSIA, ENEL Colombia, CARIBEMAR, CEO, CETSA) muestran un G Contratos inferior al G Neutro, con diferencias favorables de hasta -13.35 $\$/kWh$ (CETSA), lo que indica condiciones de contratación más ventajosas que el promedio del mercado. EPM y CHEC presentan una eficiencia cercana a la neutral, con diferencias mínimas. El caso de DISPAC, con valores en cero, requiere validación de su reporte.

Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores

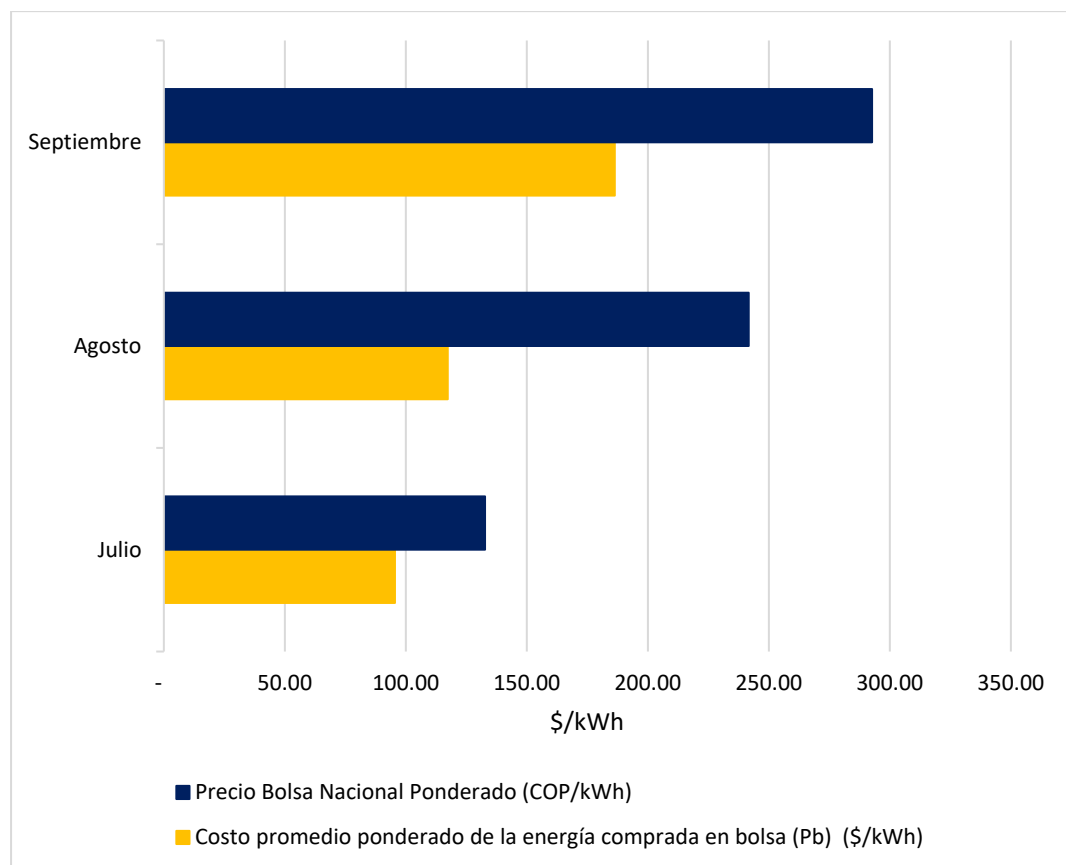
A comparar el Precio de Bolsa Nacional ponderado reportado por XM con el Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh) calculado a partir de la información reportada por los prestadores en el SUI, se identifica el siguiente comportamiento:

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)
Julio 2025	95,52	132,71
Agosto 2025	117,32	241,67
Septiembre 2025	186,37	292,65

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

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



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

La Figura 13 contrasta el Precio de Bolsa Nacional ponderado con el Costo promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) reportado por los comercializadores, revelando una exposición eficiente al mercado spot.

En los tres meses del trimestre, el Pb de los comercializadores fue significativamente inferior al precio nacional de referencia, con diferencias que van desde -37,19 \$/kWh en julio hasta -106,28

\$/kWh en septiembre. Esto indica que, en conjunto, los agentes lograron comprar energía en el mercado spot a precios notablemente menores que el promedio ponderado del sistema.

Este comportamiento sugiere una gestión activa y favorable de la exposición a bolsa (Q_b), posiblemente mediante compras en horas de menor precio o a través de mecanismos que permiten obtener mejores condiciones que el precio promedio horario nacional. Esta eficiencia en las compras de corto plazo contribuye a moderar el impacto del componente de generación (G) en el Costo Unitario final.

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

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

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

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

Este análisis se sustenta en los cálculos hechos a partir de la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) por los Operadores de Red (OR), y constituye un insumo para comprender las variaciones observadas en los costos del componente de generación y su impacto sobre los precios de prestación del servicio. Las variables, definidas en la Resolución 119 de 2007⁵ 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

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.

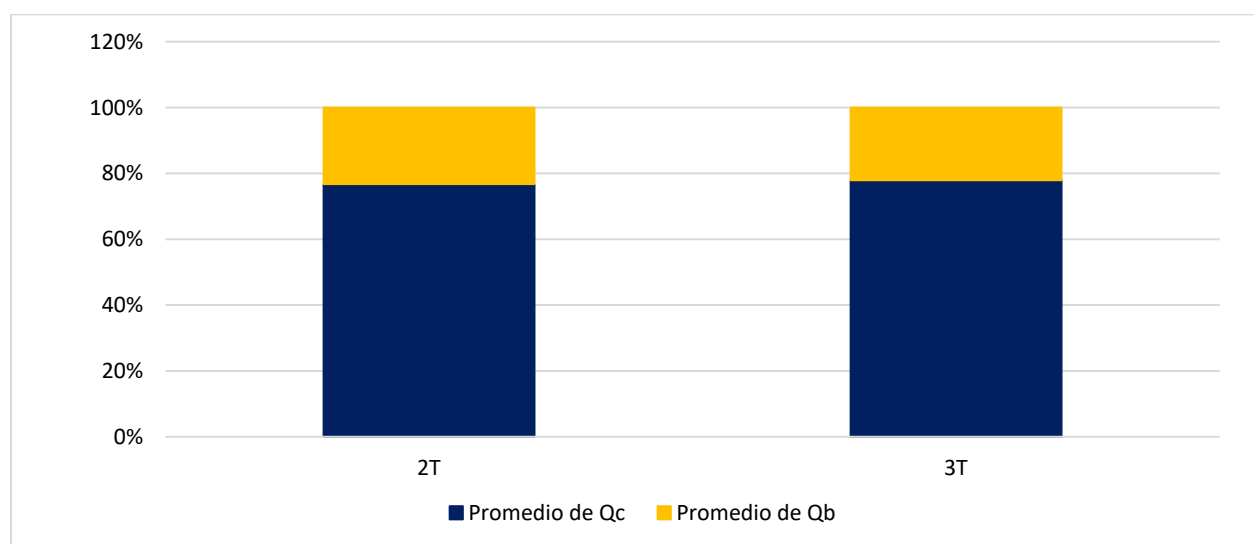
las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

Tabla 22. Fracción Demanda atendida Qc y Qb

Trimestre	Promedio de Qc	Promedio de Qb
2T	76,76%	23,24%
3T	77,94%	22,06%

Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

La Figura 14 y la Tabla 22 presentan la distribución de la demanda comercial regulada atendida mediante contratos bilaterales (Qc) y mediante compras en bolsa (Qb) durante el segundo y tercer trimestre de 2025.

Los datos muestran una alta y estable cobertura contractual para el mercado regulado. En el tercer trimestre, el 77,94% de la demanda fue cubierta con contratos bilaterales, mientras que sólo el 22,06% se atendió mediante compras en el mercado spot (bolsa). Esta proporción representa un ligero aumento en la cobertura contractual (+1,18 puntos porcentuales) y una correspondiente reducción en la exposición a bolsa respecto al trimestre anterior.

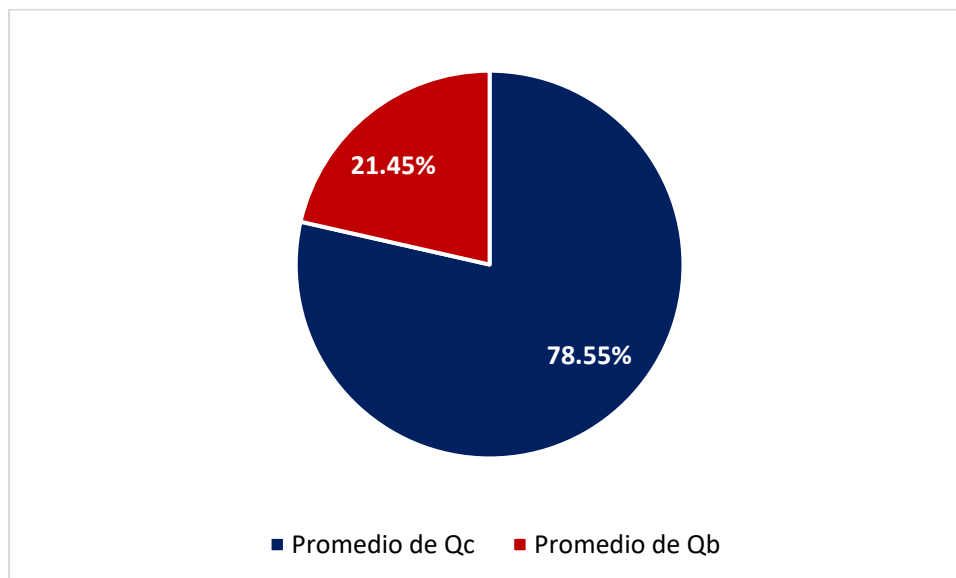
Esta tendencia refleja una estrategia de gestión de riesgo predominante entre los comercializadores, priorizando la estabilidad de precios y la predictibilidad que ofrecen los contratos bilaterales, en detrimento de una mayor exposición a la volatilidad del mercado spot. La disminución en Qb sugiere una posible reducción del riesgo de precio trasladado a los usuarios regulados para el periodo analizado.

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

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

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

Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa

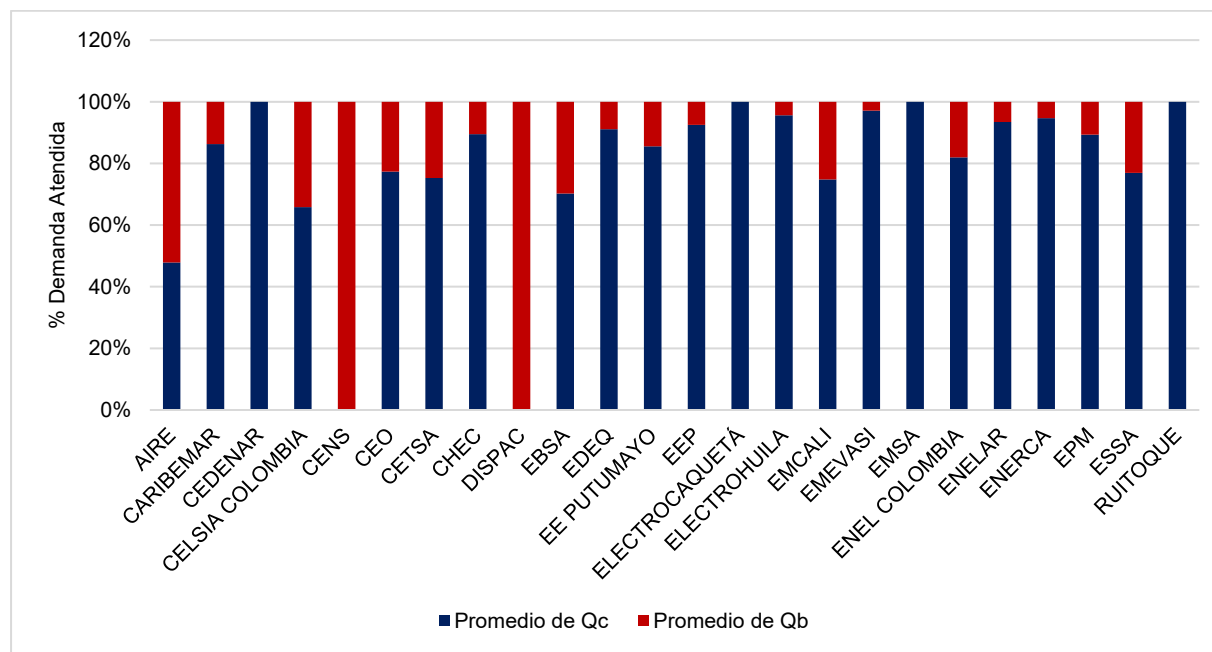


Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

El análisis de la composición del portafolio de compra de energía para el mercado regulado durante julio de 2025 revela dos dimensiones fundamentales: una tendencia agregada hacia la previsibilidad y una notable diversidad en las estrategias de gestión de riesgo a nivel de cada agente comercializador.

A nivel del sistema, la demanda comercial regulada fue atendida mayoritariamente a través de mecanismos de contratación bilateral, los cuales cubrieron un promedio del 78.55% del consumo. Esta predominancia de los contratos refleja una política sectorial y una práctica empresarial orientada a asegurar suministros a precios estables y predecibles, blindando en gran medida a los usuarios finales de la volatilidad inherente al mercado spot. El componente restante, equivalente al 21.45% de la demanda, fue cubierto mediante compras en bolsa. Esta exposición controlada al mercado de corto plazo actúa como un mecanismo de ajuste para cubrir variaciones en la demanda real frente a lo contratado y para aprovechar eventuales oportunidades de precio, sin comprometer la estabilidad general del costo de la energía.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

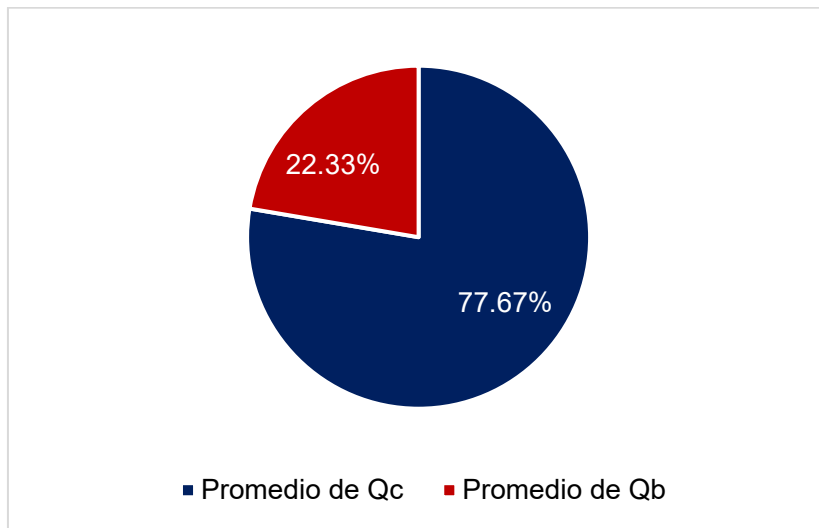
Sin embargo, detrás de este promedio se esconde una realidad extremadamente heterogénea. La estrategia de cobertura varía significativamente entre los diferentes comercializadores, definiendo distintos perfiles de riesgo. Por un lado, existe un grupo de agentes que opera con una cobertura contractual casi total. Comercializadores como CEDENAR, ELECTROCAQUETÁ, EMSA y RUITOQUE atendieron el 100% de su demanda regulada mediante contratos, mientras que otros como EMEVASI, EEP, ENELAR y ENERCA mantuvieron coberturas superiores al 92%. Este enfoque prioriza la certidumbre en los costos y la simplificación de la gestión del portafolio, eliminando prácticamente la exposición a la volatilidad horaria del precio de bolsa.

Por otro lado, se encuentran agentes con una exposición significativa al mercado spot. El caso más destacado es AIR-E, cuya estrategia se inclinó marcadamente hacia la bolsa, cubriendo el 52.15% de su demanda en este mercado y sólo el 47.85% con contratos. CELSIA COLOMBIA y CENS también mostraron niveles considerables de exposición, con un 34.18% y un 100% de su demanda atendida en bolsa, respectivamente. Esta estrategia implica un mayor riesgo de precio, pero puede responder a una expectativa de precios bajos en el spot, a una capacidad limitada de contratación a largo plazo o a la gestión de un portafolio que incluye clientes con perfiles de consumo muy variables.

Esta diversidad en las estrategias de compra subraya que, si bien el marco regulatorio establece la fórmula de cálculo, cada comercializador gestiona su riesgo de cartera y su estructura de costos

de manera particular, lo que termina definiendo perfiles de costo y riesgo diferenciados para los usuarios de cada mercado.

figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa

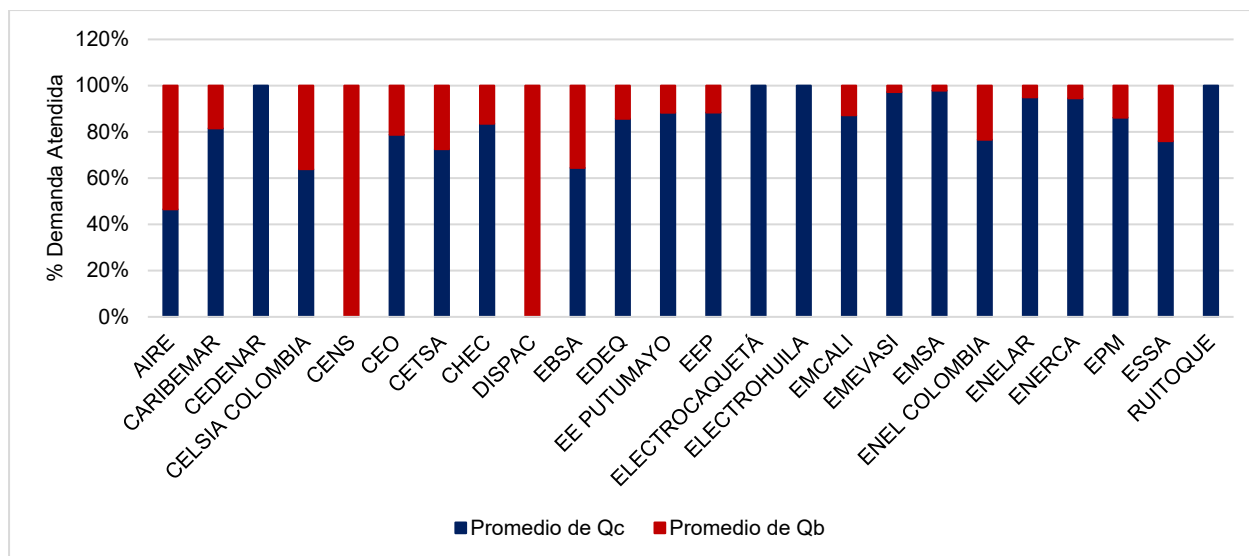


Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

La distribución de la demanda comercial regulada durante agosto de 2025 mantuvo el patrón estructural observado en el sistema, caracterizado por una alta dependencia de la contratación bilateral, pero con ajustes significativos en las estrategias individuales de algunos agentes clave.

A nivel agregado, la cobertura mediante contratos bilaterales (Qc) representó el 77.67% de la demanda, mostrando una ligera disminución de 0.88 puntos porcentuales respecto a julio. Correspondientemente, la exposición al mercado spot (Qb) aumentó al 22.33%. Esta variación marginal a nivel sistémico ocupa la estabilidad general del modelo de compra, donde los contratos continúan siendo el pilar fundamental para garantizar precios estables y predecibles para el usuario final regulado.

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



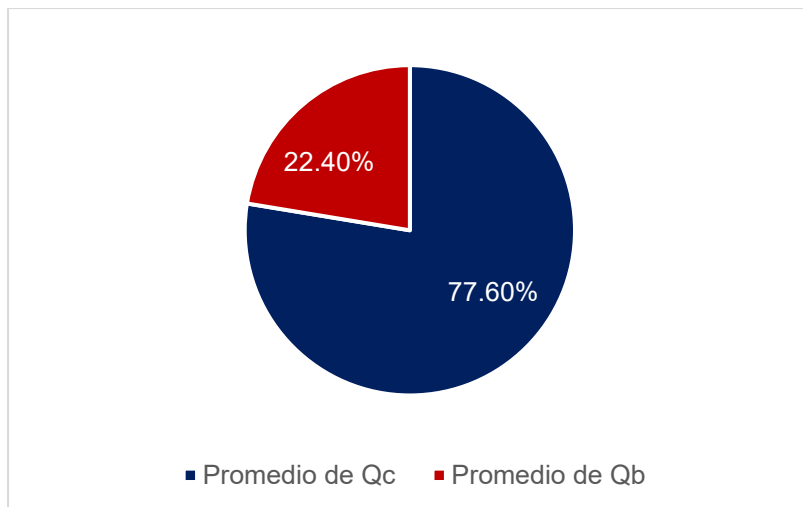
Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

No obstante, el análisis por agente revela movimientos tácticos importantes. Se consolida el grupo de agentes con cobertura contractual plena o casi plena. CEDENAR, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA y RUITOQUE mantuvieron una cobertura del 100% con contratos, mientras que EMEVASI, EMSA, ENELAR y ENERCA conservaron niveles superiores al 94%, reforzando su estrategia de mínimo riesgo de precio. Destaca el ingreso de ELECTROHUILA al grupo de cobertura total, tras haber tenido una exposición menor en julio.

Por otro lado, los agentes con mayor exposición a bolsa mantuvieron o incrementaron su perfil de riesgo. AIR-E incrementó su dependencia del mercado spot al 53.51%, y CELSIA COLOMBIA también elevó su exposición a 36.11%. Los casos de CENS y DISPAC, con el 100% de su demanda cubierta en bolsa, se mantienen como situaciones excepcionales que requieren un análisis particular sobre su estrategia comercial o capacidad de contratación. Un movimiento notable es el de EBSA, que incrementó significativamente su exposición a bolsa al 35.56%, frente al 29.79% de julio, lo que podría indicar una revisión táctica de su portafolio.

Esta dinámica evidencia que, dentro de un marco estable a nivel agregado, los comercializadores realizan ajustes continuos en su mix de compra, posiblemente en respuesta a expectativas de precios en el corto plazo, a la gestión de sus compromisos contractuales o a cambios en el perfil de su demanda regulada.

Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa

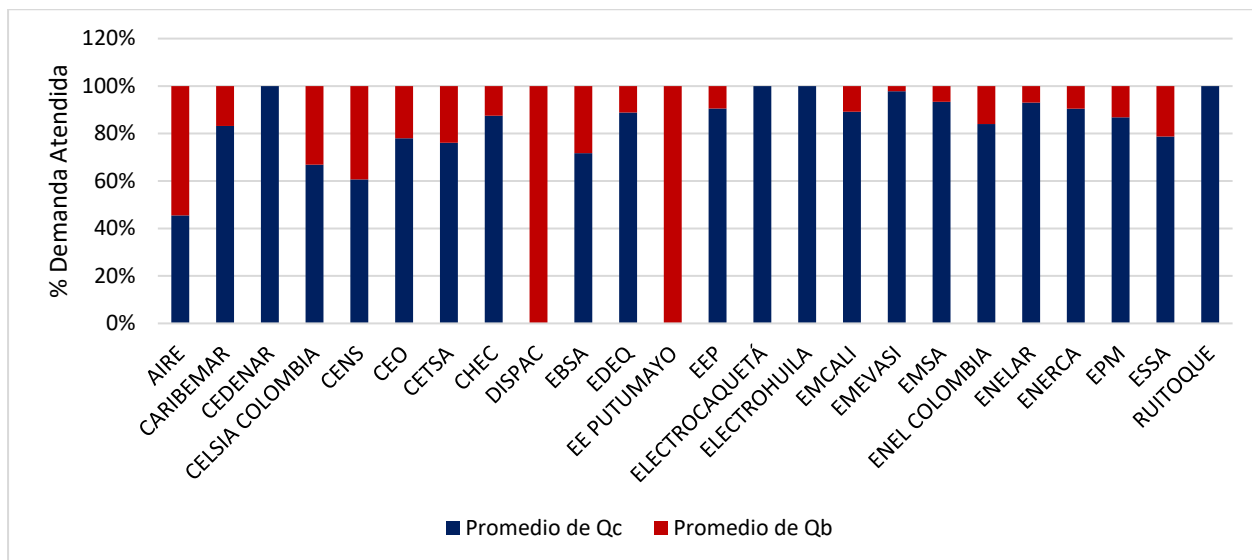


Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

La distribución de la demanda en septiembre de 2025 cerró el trimestre con una configuración estable en el agregado, pero con variaciones estratégicas decisivas en algunos agentes que confirman la naturaleza dinámica de la gestión del portafolio de compra de energía.

A nivel del sistema, los promedios se mantuvieron prácticamente invariables respecto a agosto. La cobertura mediante contratos bilaterales (Qc) fue del 77.60%, y la exposición a bolsa (Qb) del 22.40%. Esta estabilidad trimestral en los promedios consolida la imagen de un mercado regulado cuya estructura de costos se apoya de manera preponderante en la contratación a plazo, con una porción de ajuste en el mercado spot que opera dentro de márgenes predecibles.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

El análisis por agente revela dos movimientos de gran relevancia que alteran el panorama observado en meses anteriores. En primer lugar, CENS, que en julio y agosto había reportado una exposición del 100% a bolsa, realizó un giro estratégico radical, incrementando su cobertura contractual al 60.68% y reduciendo su dependencia del spot al 39.32%. Este cambio sustancial sugiere una gestión activa de su cartera, posiblemente mediante la suscripción de nuevos contratos o la revisión de su estrategia comercial frente a las condiciones del mercado.

En segundo lugar, se presenta el caso de EE Putumayo, que transitó en la dirección opuesta. Tras mantener coberturas contractuales superiores al 85% en julio y agosto, en septiembre reportó una exposición del 100% al mercado spot (Qb), con una cobertura contractual (Qc) del 0%. Este cambio abrupto puede deberse a la expiración de contratos bilaterales sin una renovación inmediata, a una decisión táctica de aumentar la exposición al spot en un mes con expectativas de precios bajos, o a un eventual retraso en el reporte de la información contractual.

El resto de los agentes mantuvo estrategias consistentes. Se consolida el bloque de cobertura total con CEDENAR, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA y RUITOQUE (100% Qc). AIR-E profundizó su estrategia de exposición a bolsa, alcanzando el 54.48%, la más alta del trimestre para este agente. Los grandes comercializadores como CELSIA, ENEL Colombia y EPM mantuvieron proporciones estables, equilibrando contratos y bolsa dentro de rangos que sugieren una gestión de riesgo moderada.

Estos movimientos tácticos contrastantes entre CENS y EE Putumayo subrayan la flexibilidad y la autonomía con la que cada comercializador gestiona su riesgo de precio, y cómo decisiones particulares pueden generar cambios significativos en su perfil de costo en el corto plazo, con implicaciones directas en el componente de generación (G) que finalmente trasladan a sus usuarios

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

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

Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 2T 2025

EMPRESA	JULIO 2025	AGOSTO 2025	SEPTIEMBRE 2025
AIRE	1,05	1,01	1,25
BIA ENERGY	2,70	0,00	
CARIBEMAR	1,06	0,96	0,98
CEDENAR	0,67	0,70	0,70
CELSIA COLOMBIA	2,60	2,62	2,73
CENS		5,60	6,75
CEO	0,61	0,56	0,88

EMPRESA	JULIO 2025	AGOSTO 2025	SEPTIEMBRE 2025
CETSA	1,96	1,72	1,89
CHEC	3,40	3,35	4,63
DISPAC		0,28	
EBSA	1,38	1,40	1,02
EDEQ	3,14	3,81	4,27
EEP	6,39	6,68	7,75
ELECTROHUILA	4,16	5,45	5,45
EMCALI	0,94	0,99	0,92
EMSA	1,49	1,83	2,61
ENEL COLOMBIA	0,53	0,54	0,66
Enel X Colombia	0,25	0,21	0,21
ENELAR	0,34	0,49	0,11
ENERCA	0,84	0,83	1,06
ENERTOTAL	5,00	4,49	5,15
EPM	1,75	1,94	2,17
ESSA	1,48	2,50	3,08
RUITOQUE	8,24	8,39	9,92
VATIA	2,03	2,03	2,64

Fuente: Formato SUI T9 2025

El análisis revela una dispersión significativa en la magnitud de este costo entre los diferentes agentes, lo que refleja el nivel y las condiciones particulares de sus contratos o compras con AGPE y GD. Destacan los valores notablemente altos y en tendencia creciente reportados por RUITOQUE, que pasó de 8.24 \$/kWh en julio a 9.92 \$/kWh en septiembre, y por EEP, que aumentó de 6.39 \$/kWh a 7.75 \$/kWh en el mismo periodo. Estos valores representan una porción significativa de su componente G total y sugieren una dependencia o compromisos de compra sustanciales bajo este mecanismo.

Por otro lado, la mayoría de los grandes comercializadores como ENEL Colombia, CELSIA, EPM y CARIBEMAR mantuvieron valores de G Transitorio relativamente bajos y estables (por debajo de 3 \$/kWh), lo que indica un impacto marginal de estas compras en su estructura total de costo de generación. Casos como BIA ENERGY y DISPAC, con valores nulos o muy bajos reportados de manera intermitente, pueden estar asociados a la no realización de este tipo de compras en algunos meses o a reportes pendientes de certificación en el SUI.

La evolución de este componente a lo largo del trimestre muestra que, para varios agentes, el G Transitorio constituye un elemento de costo variable y con tendencia alcista, el cual incrementa de manera directa el componente de generación y, por ende, el Costo Unitario final para los usuarios de sus mercados. La heterogeneidad en los valores reportados está directamente ligada a la estrategia particular de cada comercializador para atender los requisitos de confiabilidad y a las condiciones específicas de los contratos suscritos con AGPE y GD.

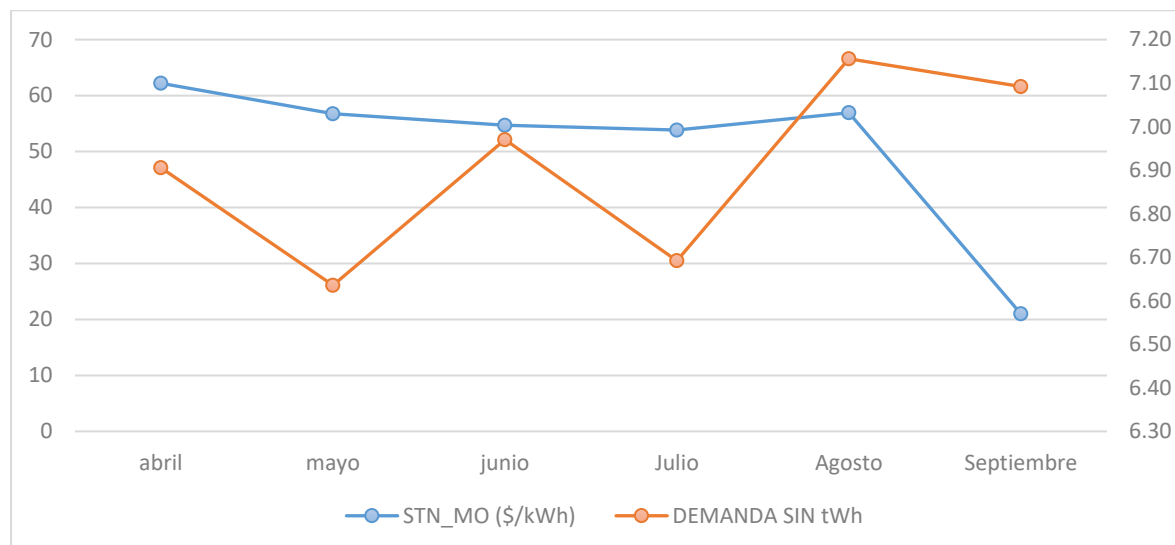
3.2. Transmisión (Tm)

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

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

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

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



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

La figura compara el comportamiento del componente de Transmisión (STN_MO) y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) entre el tercer trimestre de 2025 y el segundo trimestre de 2025, evidenciando una relación inversa marcada por una reducción significativa en el costo unitario de transporte.

Durante el tercer trimestre de 2025, el costo promedio de transmisión fue de 43.92 \$/kWh, lo que representa una disminución del 24.11% frente al promedio del trimestre anterior (57.88 \$/kWh). Esta notable reducción ocurrió a pesar de un incremento del 2.09% en la demanda energética promedio del SIN, la cual pasó de 6.84 TWh a 6.98 TWh.

La caída más pronunciada se observa en la comparación mensual extrema: el componente de septiembre de 2025 (21.00 \$/kWh) fue un 61.60% menor que el de junio de 2024 (54.69 \$/kWh), aun cuando la demanda en septiembre fue 1.75% mayor.

Esta evolución confirma el principio regulatorio por el cual el componente de Transmisión (Tm) se calcula como el cociente entre los ingresos regulados netos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y la energía total demandada en el SIN. La drástica reducción en el valor unitario (\$/kWh) durante el tercer trimestre de 2025 sugiere que, si bien los ingresos regulados del STN pueden haberse mantenido o ajustado, el significativo aumento en el volumen de energía transportada (kWh) permitió distribuir estos costos fijos o semifijos entre una base de consumo mayor, diluyendo así el impacto tarifario por unidad de energía para todos los usuarios del sistema. Este es un efecto positivo de la eficiencia sistémica y del crecimiento de la demanda sobre la tarifa final.

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

Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 3T 2025

CONCEPTO	Julio	Agosto	Septiembre
Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	377.955.277.208	388.838.726.752	383.047.347.262
Ingreso Variante Guatapé (\$)	230.842.674	234.632.350	235.225.977
Otros Conceptos (\$)	0	0	0
Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	377.724.434.534	388.604.094.402	382.812.121.285
Ingreso a Compensar (\$)	59.891.415	85.405.940	57.026.878
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	377.664.543.119	388.518.688.462	382.755.094.407
Energía del SIN (kWh)	6.692.131.116	7.155.934.208	7.092.176.772
ΔT (\$/kWh)	-2,598	2,641	-2,308
Componente T (\$/kWh)	53,84	56,93	51,66

Fuente: Cálculo a partir de información de XM⁶ – elaboración DTGE 2025

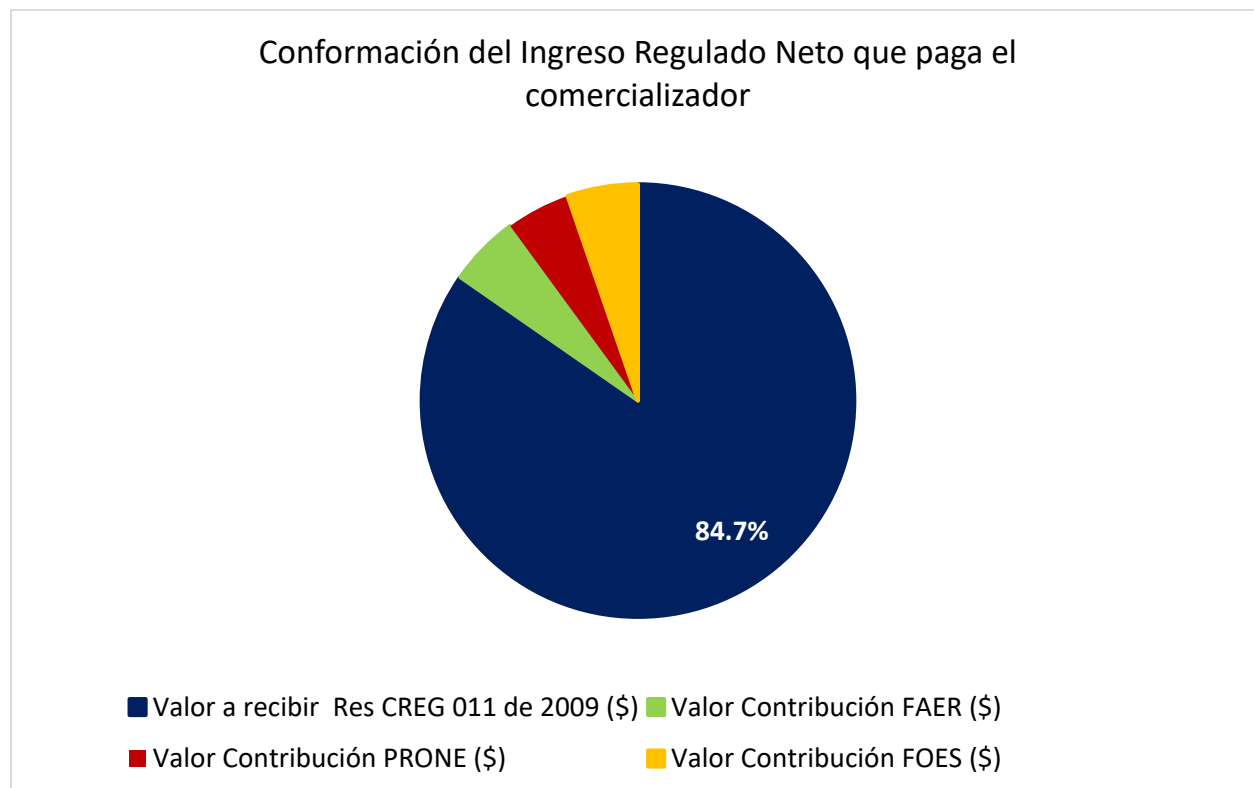
Ahora bien, La figura 22 detalla la estructura del Ingreso Regulado Neto que financian los comercializadores por concepto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) durante el tercer trimestre de 2025, con un total de 1,089,968 millones de pesos.

Este ingreso no se compone exclusivamente de la remuneración a los transportadores. Su conformación es la siguiente: la mayor parte, el 84.3% (promedio 306,410 millones de pesos/mes), corresponde al valor a recibir por los transportadores establecido en la Resolución CREG 011 de 2009. El 15.7% restante está constituido por las contribuciones a los fondos del sector eléctrico: el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAER) y el Fondo de Orientación Energética Sectorial (FOES) aportan cada uno el 5.4% (19,593 millones/mes), mientras que el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) representa el 4.9% (17,727 millones/mes).

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.

Este desglose es fundamental para comprender que el componente de Transmisión (Tm) que se traslada a la tarifa final no es un pago directo únicamente por el servicio de transporte. Incluye, de manera incorporada, los recursos destinados a financiar políticas públicas del sector, como la expansión de la cobertura en zonas aisladas (FAER), la eficiencia energética (FOES) y la modernización de la infraestructura de distribución (PRONE). Por lo tanto, el valor de Tm refleja tanto el costo del servicio de transmisión como una contribución solidaria y de desarrollo sectorial establecida por la regulación.

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



Fuente: Información XM - Liquidación STN - Cargos estimados STN

3.3. Distribución (Dt)

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

geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo con su ADD, creando además un grupo denominado ‘sin ADD’, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁷.

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

Tabla 25. Áreas de Distribución

ADD	Departamento	Prestador
Centro	Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia	CENS CHEC EDEQ EPM EEP Pereira ESSA RUITOQUE
Occidente	Valle del Cauca, Cauca y Nariño	CEDENAR CETSA EMEESA CELSIA COLOMBIA VALLE EEP Cartago CEO EMCALI
Oriente	Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C	ENEL COLOMBIA EBSA ELECTROHUILA CELSIA COLOMBIA TOLIMA ENELAR
Sur	Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.	EEBP ENERCA ELECTROCAQUETA EE PUTUMAYO EMEVASI EMSA

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.

ADD	Departamento	Prestador
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
EPUTUMAYO	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 2T	PROMEDIO 3T 2025	% Variación Componente D
	CENTRO	320,03	318,27	1,69%
	ORIENTE	264,10	268,46	4,78%
	OCCIDENTE	300,58	297,18	2,20%
	SUR	262,56	268,31	1,62%
SIN ADD	CARIBEMAR	125,68	124,70	1,88%
	ENERGUAVIARE	202,40	199,07	1,97%
	DISPAC	180,79	179,25	2,73%
	AIR-E	194,86	191,86	3,71%

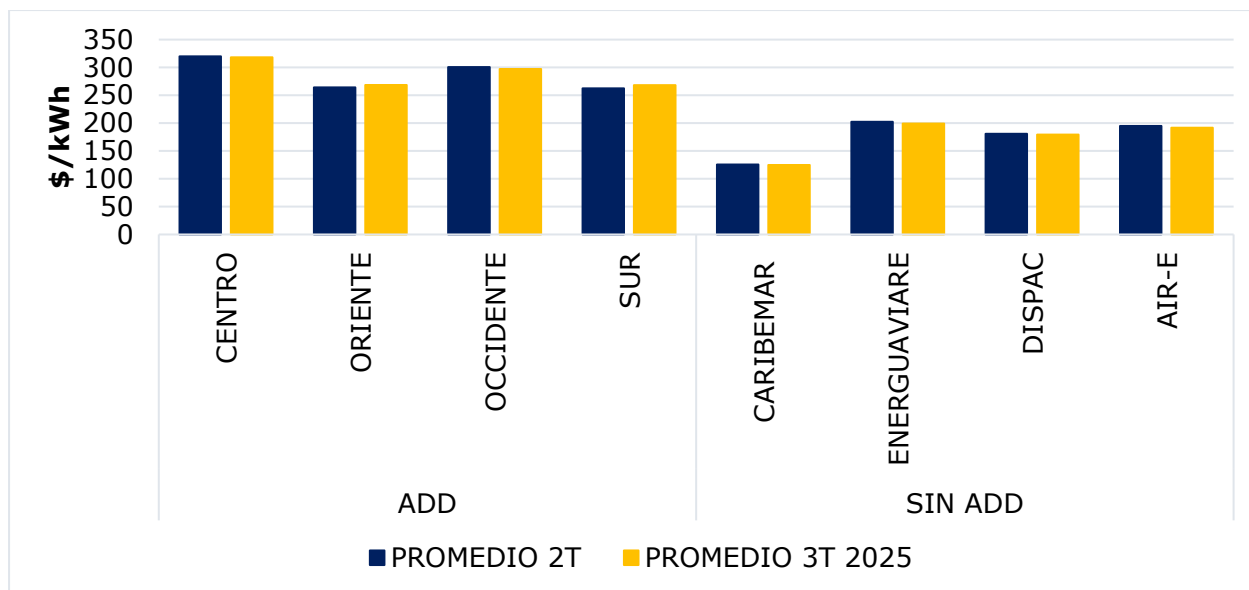
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – cálculos DTGE 2025

De acuerdo con la Tabla 27 que presenta la evolución del componente de Distribución (Dt) para el Nivel de Tensión 1 (NT1), desagregado por Área de Distribución (ADD) y para los mercados no agrupados (SIN ADD), entre el segundo y tercer trimestre de 2025. Se observa una tendencia general a la reducción en el costo de distribución, aunque con variaciones moderadas. La disminución más significativa se registró en el mercado AIR-E (SIN ADD) con una reducción del 3.71%, seguido por la ADD ORIENTE con una baja del 2.73%. Las demás ADD y mercados presentaron reducciones más leves, entre el 1.62% y el 2.20%.

A pesar de estas reducciones, la estructura relativa de costos se mantiene. La ADD CENTRO continúa teniendo el costo de distribución más alto (318.27 \$/kWh), lo cual está asociado a las características de su red, la densidad de usuarios y los cargos unificados (DtUN) aprobados para esta zona. En el extremo opuesto, el mercado CARIBEMAR (SIN ADD) mantiene el menor costo (124.70 \$/kWh), reflejando posiblemente condiciones operativas y de infraestructura diferentes.

Estas variaciones en el componente Dt responden a ajustes en los ingresos regulados netos de los operadores de red, actualizados según el Índice de Precios al Productor (IPP), y a cambios en la energía facturada en cada ADD. La disminución generalizada sugiere una leve mejora en la eficiencia de la gestión de la distribución o un crecimiento de la base de usuarios que diluye los costos fijos del sistema.

Figura 23. Evolución Componente de Distribución 2T 2025 Vs 3T 2025



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

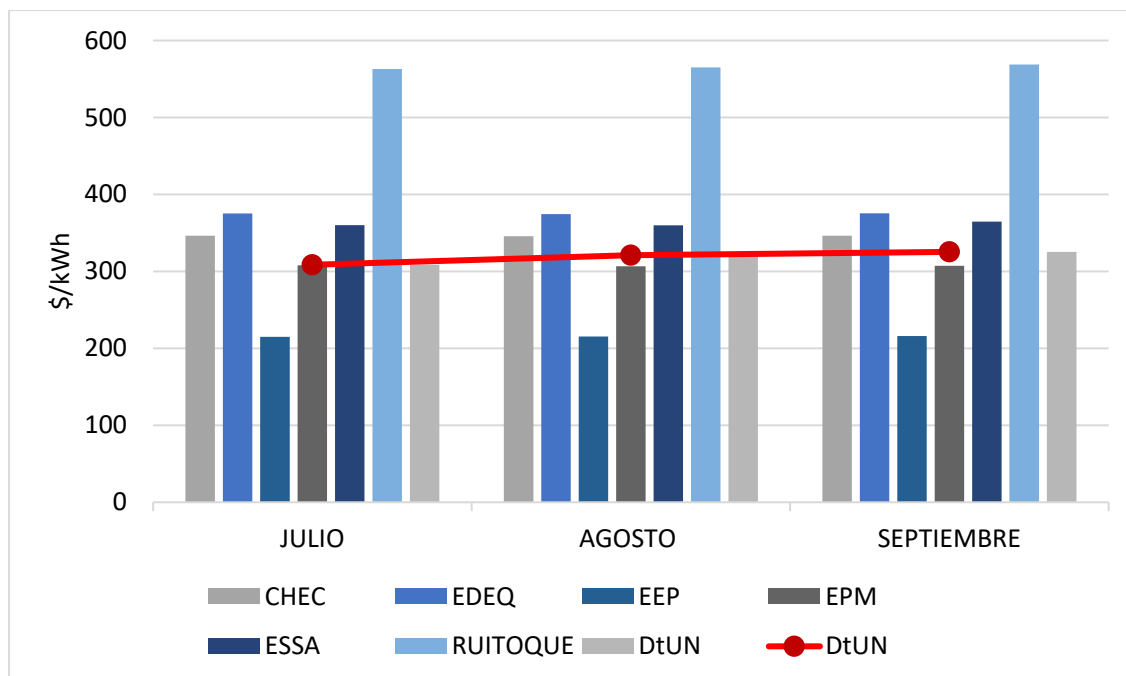
La Figura 24 compara la evolución del Cargo Único de Distribución (DtUN) con los cargos individuales de distribución (Dt) reportados por cada Operador de Red (OR) dentro del Área de Distribución (ADD) Centro durante el tercer trimestre de 2025.

El DtUN, que es el valor único que deben aplicar todos los comercializadores del ADD Centro, mostró una tendencia alcista durante el trimestre, pasando de 308.58 \$/kWh en julio a 325.33 \$/kWh en septiembre, con un promedio trimestral de 318.27 \$/kWh.

Al contrastar este DtUN con los cargos individuales, se observa una dispersión significativa entre los diferentes OR. Mientras la mayoría de los agentes (CENS, CHEC, EDEQ, EEP, EPM, ESSA) presentaron cargos individuales inferiores al DtUN (oscilando entre 292.53 \$/kWh y 375.04 \$/kWh), el operador RUITOQUE reportó consistentemente un valor muy superior, con un promedio de 565.57 \$/kWh, el cual incrementó de 563.02 a 568.71 \$/kWh durante el periodo.

Esta divergencia, especialmente el caso atípico de RUITOQUE, tiene implicaciones directas en el Costo Unitario (CU) de sus usuarios. Los comercializadores que operan en el mercado de RUITOQUE deben aplicar el DtUN del ADD Centro, el cual es significativamente menor que el costo real de distribución que reporta este OR. Este mecanismo de cargo unificado (DtUN) busca homogenizar el costo para los usuarios finales dentro de una misma ADD, pero genera transferencias de recursos entre los operadores de red (compensaciones o déficits) que son liquidadas por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), con el fin de que cada OR reciba el ingreso regulado que le fue aprobado. La marcada diferencia de RUITOQUE sugiere condiciones operativas, de densidad de usuarios o de infraestructura sustancialmente distintas a las del resto del ADD.

Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

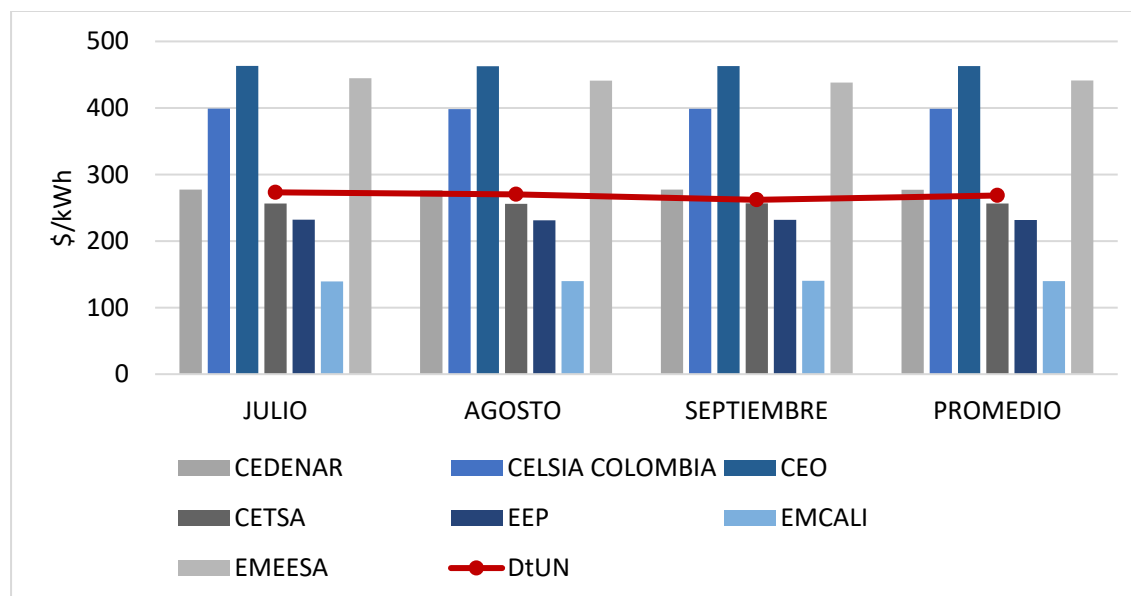
La figura detalla la evolución del Cargo Único de Distribución (DtUN) en contraste con los cargos individuales (Dt) de los Operadores de Red en el Área de Distribución (ADD) Occidente durante el tercer trimestre de 2025.

El DtUN para esta ADD presentó una ligera tendencia a la baja, reduciéndose de 273.21 \$/kWh en julio a 261.97 \$/kWh en septiembre, con un promedio trimestral de 268.46 \$/kWh.

Al compararlo con los valores individuales, se observa una heterogeneidad pronunciada. La mayoría de los OR (CEDENAR, CEO, CETSA, EEP, EMEESA) reportaron cargos muy superiores al DtUN, destacándose CEO con un promedio de 462.92 \$/kWh y CELSIA COLOMBIA con 398.70 \$/kWh. En el extremo opuesto, EMCALI registró un cargo individual consistentemente muy por debajo del DtUN, con un promedio de apenas 139.84 \$/kWh.

Esta estructura implica un importante mecanismo de solidaridad y compensación al interior del ADD. Los comercializadores que atienden mercados con costos reales de distribución bajos (como EMCALI) aplican el DtUN, que es más alto que su costo reportado, generando un excedente. Por el contrario, los que operan en mercados con costos altos (como CEO o CELSIA) aplican un DtUN que es inferior a su costo real, generando un déficit. Estos saldos son reconciliados financieramente por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), garantizando que cada OR reciba el ingreso regulado que le corresponde, mientras los usuarios finales de toda el ADD Occidente pagan un mismo cargo por el servicio de distribución, independientemente de las condiciones específicas de su operador local.

Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



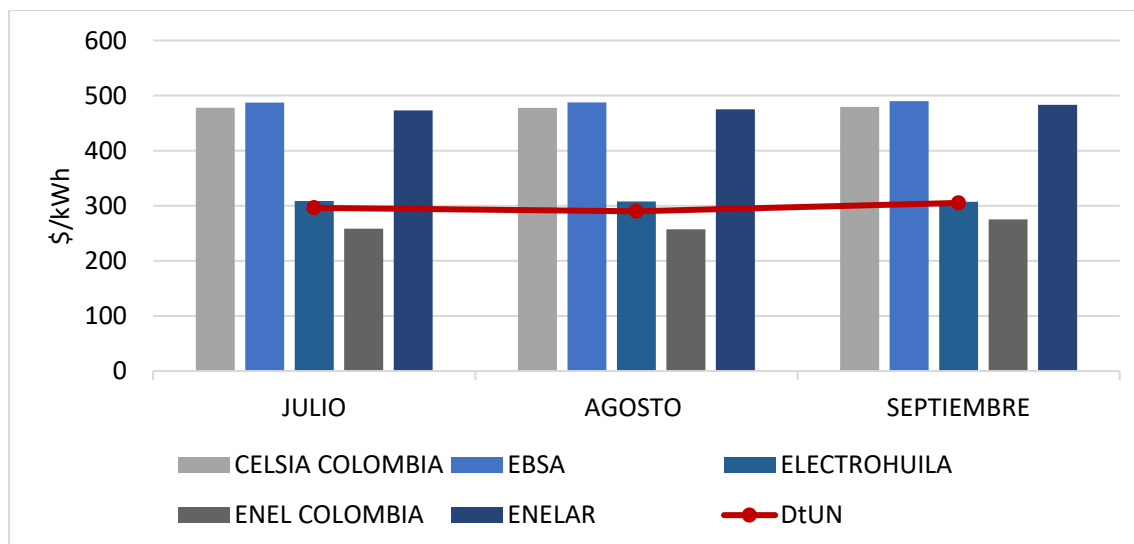
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

La dinámica entre el Cargo Único de Distribución (DtUN) y los cargos individuales (Dt) reportados por los Operadores de Red en el Área de Distribución (ADD) Oriente durante el tercer trimestre de 2025 mostraron cierta volatilidad, con un valor de 296.33 \$/kWh en julio, una disminución en agosto (290.01 \$/kWh) y un repunte en septiembre (305.19 \$/kWh), promediando 297.18 \$/kWh en el trimestre.

La comparación con los cargos individuales revela una dispersión extrema. Los Operadores de Red CELSIA COLOMBIA (Tolima) y ENELAR (Arauca) presentaron costos de distribución reales muy superiores al DtUN, con promedios de 478.31 \$/kWh y 477.20 \$/kWh, respectivamente. EBSA (Boyacá) también reportó un cargo elevado (488.20 \$/kWh). En contraste, ELECTROHUILA (Huila) y especialmente ENEL COLOMBIA (Bogotá-Cundinamarca) registraron cargos individuales inferiores al DtUN, con promedios de 307.92 \$/kWh y 263.58 \$/kWh.

Esta configuración consolida el modelo de solidaridad tarifaria característico de las ADD. Los usuarios de mercados con infraestructura de distribución presumiblemente más costosa o compleja (como Arauca y Tolima) se benefician al pagar un DtUN significativamente menor al costo real de su servicio, mientras que los usuarios de mercados con redes posiblemente más eficientes o de mayor densidad (como Bogotá-Cundinamarca) contribuyen al pagar un DtUN mayor que su costo reportado. El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) es el encargado de realizar las compensaciones financieras necesarias entre los OR para que cada uno reciba su ingreso regulado aprobado, logrando así la neutralidad y equidad en el cargo final para los usuarios de toda el ADD Oriente.

Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

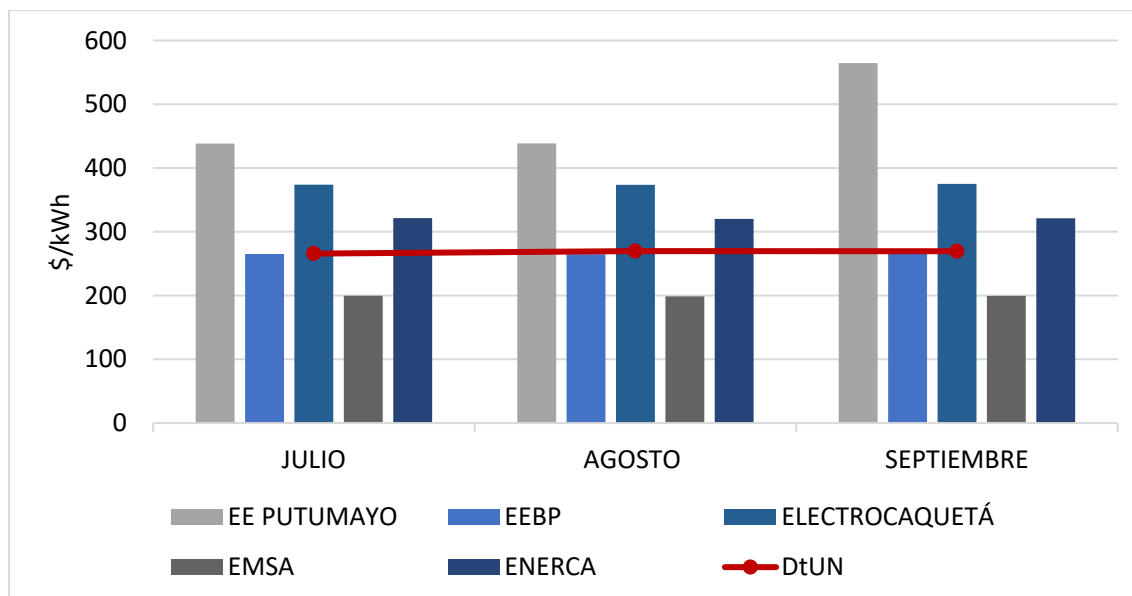
El DtUN para el ADD Sur se mantuvo estable a lo largo del trimestre, con un promedio de 268.31 \$/kWh, mostrando una leve fluctuación entre 265.83 y 269.71 \$/kWh.

Al comparar este valor único con los costos reportados por cada OR, se observa una notable disparidad. El operador EE Putumayo registró un cargo individual sustancialmente superior al DtUN, con un promedio de 480.57 \$/kWh. Este valor experimentó un aumento significativo en septiembre, alcanzando 564.66 \$/kWh. ELECTROCAQUETÁ y ENERCA también presentaron cargos por encima del DtUN, con promedios de 374.26 \$/kWh y 320.88 \$/kWh, respectivamente.

Por otro lado, los operadores EEBP (Bajo Putumayo) y EMSA (Meta) reportaron cargos individuales inferiores al DtUN, con promedios de 265.22 \$/kWh y 199.34 \$/kWh. EMSA, en particular, muestra un costo de distribución real que es aproximadamente 100 \$/kWh menor que el DtUN aplicado.

Este patrón refuerza el principio de neutralidad y compensación al interior de las ADD. Los usuarios de los mercados de EE Putumayo, Electrocaquetá y ENERCA pagan por el servicio de distribución un DtUN que es menor a su costo real, beneficiándose del esquema. Mientras tanto, los usuarios de EEBP y, en mayor medida, de EMSA, financian parte de ese beneficio al pagar un cargo unificado superior al costo de su propio servicio. El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) administra las transferencias financieras resultantes para que cada OR reciba el ingreso regulado que le corresponde, logrando homogeneizar el costo para el usuario final y compensar las diferencias estructurales en los costos de distribución entre los distintos mercados de la ADD Sur.

Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Sistema de Transmisión Regional STR

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

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

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

Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte

CONCEPTO		Promedio 2T	Promedio 3T
STR NORTE	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	79.472.435.209	77.668.996.373
	Compensación total - CAL (COP)	753.564.154	1.771.393.570
	Compensación total - PPA (COP)	0	0
	Compensación total - VTG (COP)	0	0
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	78.718.871.055	75.897.602.803
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.801.604.697,85	1.876.912.687

	ΔSTR (\$/kWh)	-3,263940469	0,039
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	40,46	40,52

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el trimestre analizado, en el STR Norte se evidencia una estabilidad casi total en el cargo por nivel de tensión 4 (CD4), con un aumento marginal del 0.15%, al pasar de un promedio de 40.46 \$/kWh en el segundo trimestre a 40.52 \$/kWh en el tercer trimestre. Esta variación mínima contrasta con la información previa que indicaba un aumento del 3.13%.

La estabilidad del cargo CD4 se explica por la combinación de dos factores que se compensaron: por un lado, los ingresos mensuales netos del STR presentaron una reducción del 3.58% (2,821 millones de COP), al disminuir de un promedio de 78,719 millones de COP a 75,898 millones de COP. Por otro lado, la energía transportada (kWh) en el STR Norte experimentó un aumento del 4.18%. El incremento en el volumen de energía permitió distribuir los ingresos netos (ligeramente menores) sobre una base de consumo mayor, resultando en un cargo unitario (CD4) prácticamente invariable. El aumento en las compensaciones por Costos de Alivio a la Congestión (CAL) también influyó en la conformación del ingreso neto final.

Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

	CONCEPTO	Promedio 2T	Promedio 3T
STR CENTRO SUR	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	162.907.801.226	161.990.216.052
	Compensación total - CAL (COP)	1.212.032.407	1.027.196.486
	Compensación total - PPA (COP)	156.546.847	0
	Compensación total - VTG (COP)	537.415.898	312.240
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	161.539.221.973	160.963.019.565
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.513.850.471	4.543.443.768
	ΔSTR (\$/kWh)	-0,362099729	0,0506
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	35,32	35,504

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR Norte, en la Tabla 29 se muestra el cargo CD4 en el STR Centro Sur, el cual experimentó un aumento leve del 0.52% (0.184 \$/kWh), al pasar de un promedio de 35.32 \$/kWh a 35.504 \$/kWh entre trimestres.

Este ligero incremento se produjo a pesar de una reducción del 0.36% en los ingresos mensuales netos del STR, los cuales disminuyeron de 161,539 millones de COP a 160,963 millones de COP. La estabilidad relativa del cargo se explica por un aumento concurrente del 0.66% en la energía transportada (kWh) por el STR Centro Sur. La combinación de un ingreso neto ligeramente menor distribuido sobre un volumen de energía ligeramente mayor resultó en un cargo unitario (CD4) casi estable.

Destaca la significativa reducción en los montos de compensación, especialmente por el concepto PPA (que pasó de un promedio de 156.5 millones de COP a cero) y VTG (que bajó de 537.4 millones a 0.3 millones de COP), lo cual impactó positivamente en la reducción del ingreso bruto necesario para cubrir los costos del STR.

3.4. Comercialización (C)

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

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

Este valor, definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se expresa en \$/kWh y se mantiene como un cargo fijo dentro del CU, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 180 de 2010⁸, 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 2025⁹, 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.

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).

Tabla 33. Variación Componente C 3T vs 3T

TIPO	ADD	C promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
		2T 2025	3T 2025	
C-OR	CENTRO	88,65	81,98	-7,52%
	OCCIDENTE	105,41	98,29	-6,75%
	ORIENTE	121,72	118,75	-2,44%
	SIN ADD	97,92	86,19	-11,99%
	SUR	126,26	121,13	-4,06%
C-PURO	CENTRO	56,16	53,00	-5,64%
	OCCIDENTE	54,27	42,14	-22,34%
	ORIENTE	54,09	48,06	-11,15%
	SIN ADD	82,38	71,50	-13,21%
	SUR	45,28	45,84	1,23%

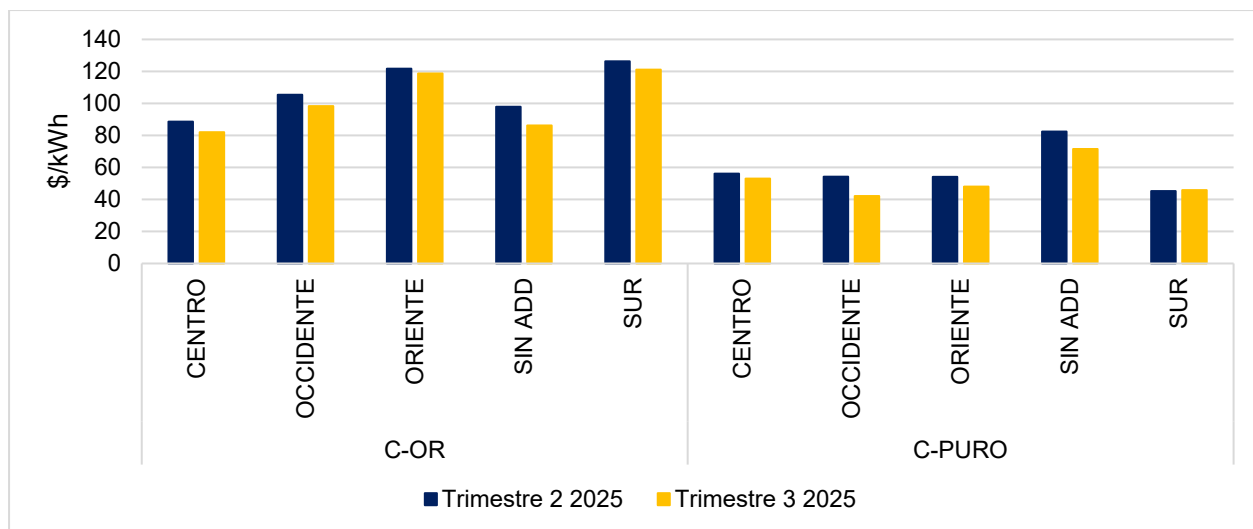
Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Durante el paso del segundo trimestre al tercer trimestre de 2025, el componente de comercialización (C) presenta un comportamiento diferenciado por tipo de agente (C-OR y C-PURO) y por área de distribución (ADD), el cual es consistente con la estructura regulatoria de costos reconocidos definida por la CREG.

Para los Operadores de Red (C-OR), se evidencia una reducción generalizada del componente en todas las ADD. Las disminuciones más significativas se registraron en el segmento SIN ADD (-11.99%) y en el ADD Centro (-7.52%). El ADD Occidente (-6.75%), ADD Sur (-4.06%) y ADD Oriente (-2.44%) también presentaron reducciones. Este comportamiento global a la baja sugiere una mayor eficiencia agregada en la gestión de los costos administrativos, comerciales y de atención al usuario reconocidos para este tipo de agentes durante el trimestre.

Para los Comercializadores Puros (C-PURO), la tendencia también fue mayoritariamente a la reducción, con excepción del ADD Sur que registró un leve incremento del 1.23%. Las disminuciones más notorias ocurrieron en el ADD Occidente (-22.34%), ADD SIN ADD (-13.21%) y ADD Oriente (-11.15%). La reducción generalizada en este segmento podría estar asociada a ajustes en la estructura de costos variables, eficiencias operativas o variaciones en la base de usuarios atendidos que impactan el costo unitario de la actividad comercial. La marcada reducción en el ADD Occidente destaca como el cambio más significativo en toda la tabla.

Figura 28. Promedio Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

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

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

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

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

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

Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1

EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
AIRE	CARIBE SOL	156,19	147,70	-5,43%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	231,47	210,49	-9,06%

CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	27,68	25,26	-8,76%
	TOLIMA	210,52	206,22	-2,04%
	VALLE DEL CAUCA	201,37	161,64	-19,73%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	69,80	68,24	-2,23%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	78,63	76,65	-2,51%
EPM	ANTIOQUIA	119,01	116,23	-2,34%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	27,04	25,92	-4,15%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	24,32	23,28	-4,28%
	TOLIMA	206,49	209,00	1,22%
	VALLE DEL CAUCA	87,99	47,45	-46,07%
ESSA	SANTANDER	129,50	127,62	-1,46%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

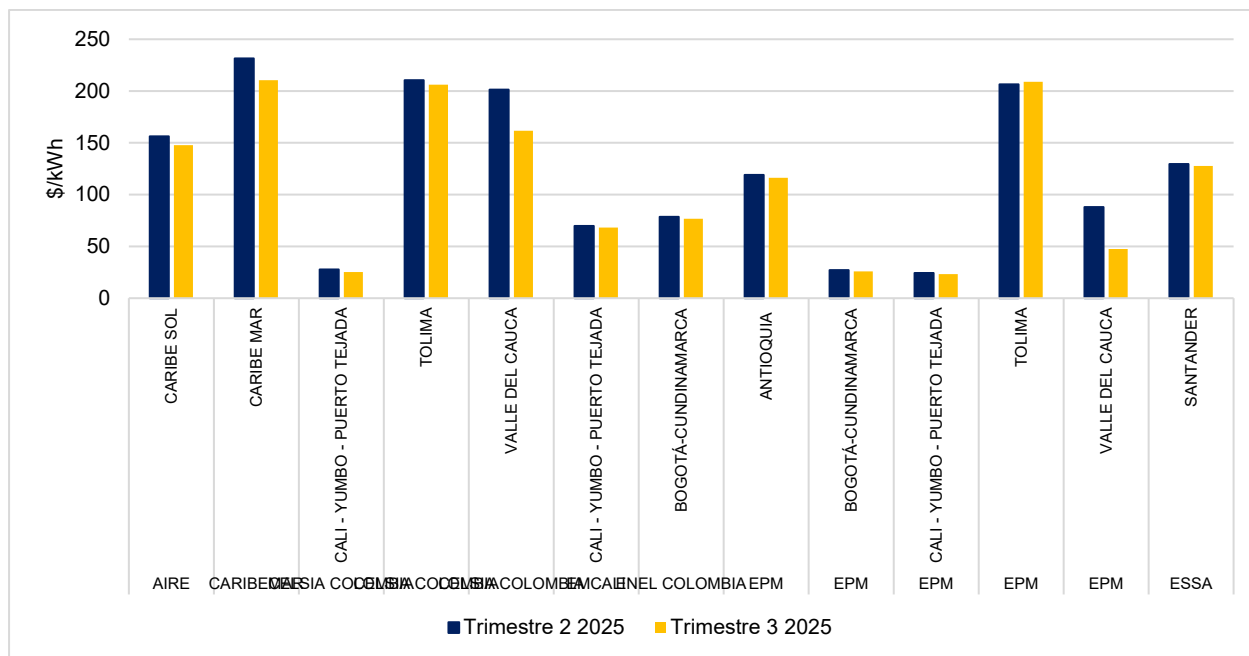
La Tabla 34 y la Figura 29 detallan la evolución del componente de Comercialización (C) para los grandes comercializadores (Grupo 1) entre el segundo y tercer trimestre de 2025, mostrando un comportamiento predominantemente a la baja.

La mayoría de los mercados presentaron reducciones en su componente C, siendo las más significativas las registradas por CELSIA COLOMBIA en el Valle del Cauca (-19.73%), CARIBEMAR (-9.06%) y CELSIA en Cali-Yumbo-Puerto Tejada (-8.76%). EPM en el Valle del Cauca reportó una disminución excepcional del -46.07%, lo cual representa un ajuste sustancial en sus costos reconocidos de comercialización para ese mercado.

Se observa una sola excepción a la tendencia general de reducción: el mercado de Tolima atendido por EPM, el cual registró un leve incremento del 1.22%.

Este comportamiento generalizado a la baja en el componente C para el Grupo 1 sugiere que, en conjunto, los grandes comercializadores lograron mayores eficiencias en la gestión de sus costos comerciales y administrativos durante el trimestre, o se vieron afectados por ajustes regulatorios en los costos base reconocidos. Las significativas reducciones en mercados específicos, como el de CELSIA Valle y EPM Valle, podrían estar asociadas a la normalización de saldos de la Opción Tarifaria (COT) o a revisión de sus estructuras de costo, impactando positivamente el Costo Unitario final para los usuarios de esos mercados.

Figura 29. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 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.

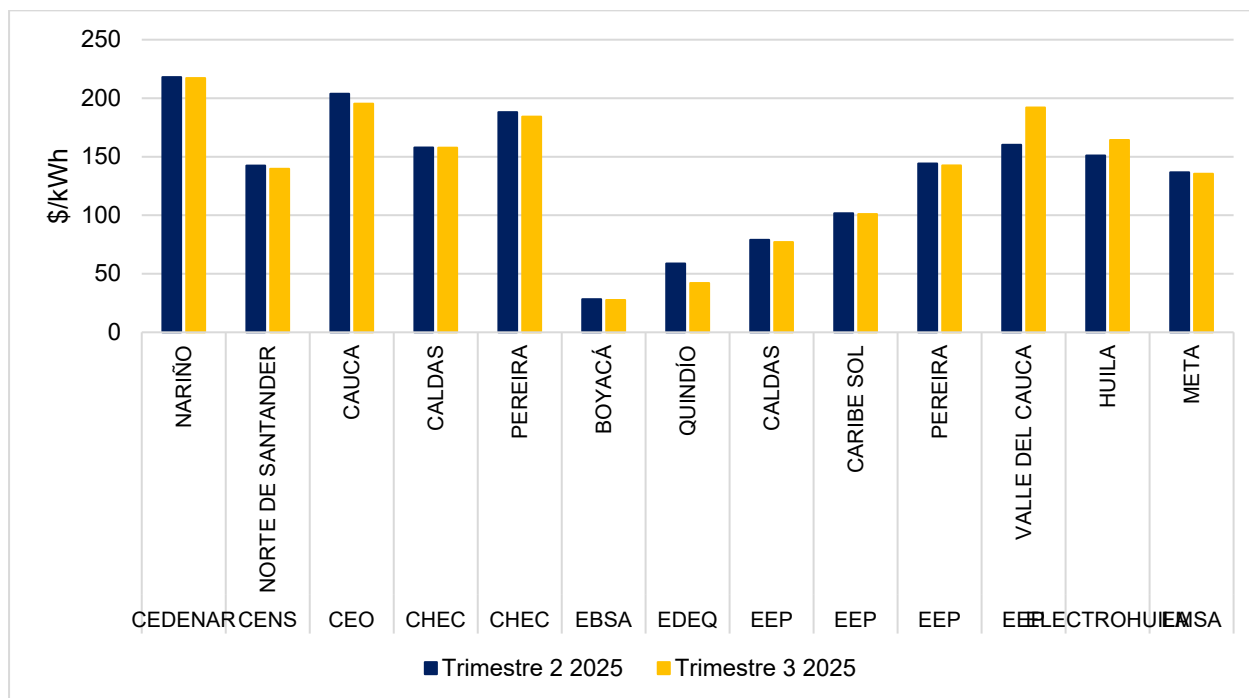
Tabla 35. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2

EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
CEDENAR	NARIÑO	218,03	217,16	-0,40%
CENS	NORTE DE SANTANDER	142,49	139,72	-1,94%
CEO	CAUCA	203,79	195,39	-4,12%
CHEC	CALDAS	157,84	157,72	-0,08%
	PEREIRA	188,11	184,29	-2,03%
EBSA	BOYACÁ	28,30	27,56	-2,61%
EDEQ	QUINDÍO	58,81	42,11	-28,39%
EEP	CALDAS	78,95	77,09	-2,36%
	CARIBE SOL	101,73	101,07	-0,64%
	PEREIRA	144,21	142,52	-1,17%
	VALLE DEL CAUCA	160,15	191,99	19,88%
ELECTROHUILA	HUILA	151,10	164,33	8,76%

EMSA	META	136,71	135,42	-0,94%
------	------	--------	--------	--------

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 30. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La mayoría de los agentes reportaron disminuciones en su componente C. Destaca la reducción significativa del 28.39% en el mercado de QUINDÍO (EDEQ), así como disminuciones moderadas en CAUCA (CEO, -4.12%), BOYACÁ (EBSA, -2.61%) y PEREIRA (CHEC, -2.03%).

Sin embargo, se registraron dos incrementos considerables. El mercado de VALLE DEL CAUCA atendido por EEP experimentó un aumento del 19.88%, y el mercado de HUILA (ELECTROHUILA) un incremento del 8.76%. Estos comportamientos contrastantes interrumpen la tendencia general a la baja y pueden atribuirse a ajustes particulares en los costos base de comercialización reconocidos por la CREG para esos agentes, a la aplicación de la normalización de la Opción Tarifaria (COT) o a variaciones en los costos administrativos y de cartera propios de cada comercializador durante el trimestre. La estabilidad o leves reducciones en el resto de los mercados del grupo sugieren una gestión de costos comercial relativamente eficiente y controlada.

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

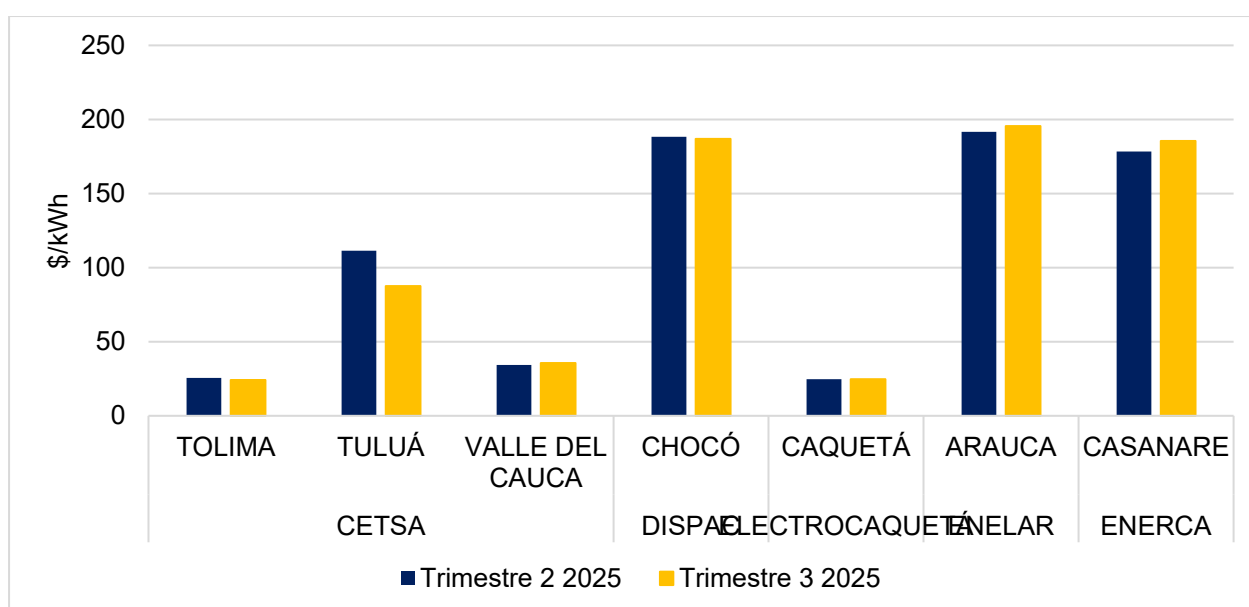
La variación del componente de Comercialización (C) para el Grupo 3, evidenciando un comportamiento mixto con una marcada reducción en un mercado clave.

Tabla 36. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3

EMPRESA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
CETSA	TOLIMA	25,58	24,20	-5,40%
	TULUÁ	111,37	87,57	-21,37%
	VALLE DEL CAUCA	34,33	35,58	3,63%
DISPAC	CHOCÓ	188,27	186,91	-0,72%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	24,75	24,72	-0,10%
ENELAR	ARAUCA	191,66	195,57	2,04%
ENERCA	CASANARE	178,36	185,48	3,99%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 31. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 2T 2025 Vs 3T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El cambio más significativo se observa en el mercado de TULUÁ atendido por CETSA, el cual registró una reducción del 21.37% en su componente C, pasando de 111.37 a 87.57 \$/kWh. CETSA en el mercado de TOLIMA también presentó una disminución del 5.40%. Estas reducciones sugieren eficiencias importantes o ajustes regulatorios favorables en la estructura de costos comerciales de CETSA para esos mercados.

Por el contrario, se registraron incrementos moderados en otros mercados: VALLE DEL CAUCA (CETSA, +3.63%), ARAUCA (ENELAR, +2.04%) y CASANARE (ENERCA, +3.99%). El mercado de CHOCÓ (DISPAC) y CAQUETÁ (ELECTROCAQUETÁ) mostraron una alta estabilidad, con variaciones mínimas.

Esta diversidad en el comportamiento del componente C dentro del grupo refleja que, si bien algunos agentes lograron optimizaciones sustanciales en sus costos de comercialización (caso de CETSA Tuluá), otros experimentaron presiones alcistas moderadas, posiblemente asociadas a ajustes en sus costos administrativos reconocidos, variaciones en el riesgo de cartera o al

impacto diferenciado de la normalización de la Opción Tarifaria (COT). La heterogeneidad subraya la influencia de las condiciones operativas y comerciales particulares de cada mercado en este componente regulado.

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

Tabla 37. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4

EMPRESA	SIGLA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	Variación trimestral (%)
C-OR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	113,04	111,73	-1,16%
	EEBP	BAJO PUTUMAYO	134,65	134,39	-0,19%
	EMEVASI	SIBUNDOY	236,75	242,42	2,39%
	RUITOQUE		46,67	47,29	1,33%
C-PURO	ASC INGENIERIA		38,79	37,62	-3,03%
	BIA ENERGY		71,82	67,71	-5,72%
	Enel X Colombia		42,09	32,40	-23,02%
	ENERBIT		87,88	74,88	-14,79%
	ENERTOTAL		41,04	41,76	1,74%
	QI ENERGY		36,66	38,13	4,02%
	VATIA		62,71	59,10	-5,75%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

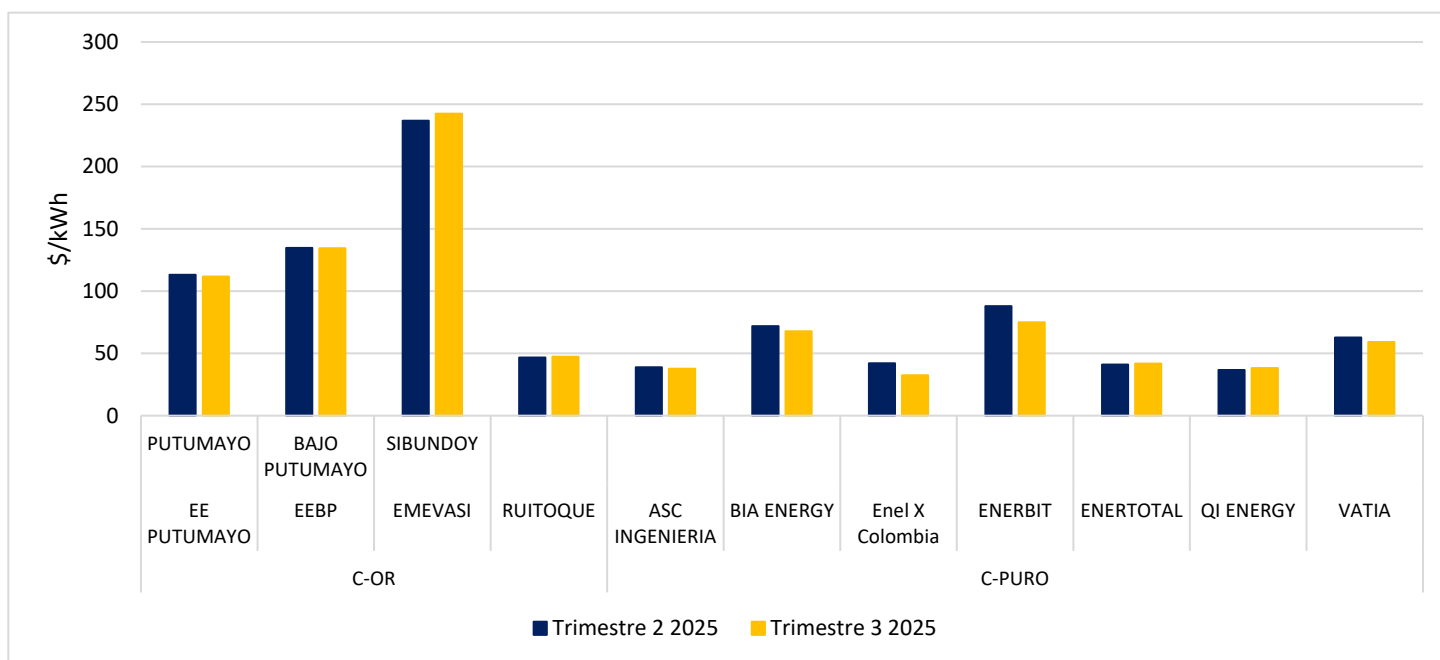
La evolución del componente de Comercialización (C) para el Grupo 4, conformado por pequeños Operadores de Red (C-OR) y Comercializadores Puros (C-PURO), mostrando tendencias divergentes entre ambos tipos de agente.

Entre los Operadores de Red (C-OR), el comportamiento fue mayormente estable, con variaciones mínimas. EE Putumayo y EEBP registraron ligeras reducciones (-1.16% y -0.19%, respectivamente), mientras que EMEVASI y RUITOQUE presentaron pequeños incrementos (+2.39% y +1.33%).

Por el contrario, entre los Comercializadores Puros (C-PURO) se observaron variaciones más pronunciadas, predominantemente a la baja. Destaca la reducción del 23.02% en Enel X Colombia y del 14.79% en ENERBIT. VATIA y BIA ENERGY también presentaron disminuciones significativas (-5.75% y -5.72%). Las excepciones a esta tendencia fueron QI ENERGY y ENERTOTAL, con incrementos moderados del 4.02% y 1.74%, respectivamente.

Esta dinámica sugiere que los Comercializadores Puros del grupo lograron, en su mayoría, importantes eficiencias o ajustes a la baja en sus estructuras de costo comercial durante el trimestre. Las reducciones drásticas en agentes como Enel X Colombia y ENERBIT impactan positivamente su Costo Unitario final. Los pequeños OR, en cambio, mantuvieron sus costos de comercialización relativamente estables, lo que podría indicar una menor volatilidad en sus estructuras de costos reconocidas o un efecto distinto de los ajustes regulatorios como la normalización del COT.

Figura 32. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 2T 2025 vs 3T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 35 se muestra el listado de comercializadores de energía eléctrica que se acogieron a lo establecido en el parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual fue comunicada mediante la Circular CREG n.º 095 de 2023, y en la Tabla 38 se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

Tabla 38. 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

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

Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	C-OR
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	C-OR
Empresas Públicas de Medellín - EPM	C-OR
Enel Colombia S.A. E.S.P.	C-OR
QI Energía SAS ESP	C
Vatia S.A. E.S.P.	C

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Tabla 39. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) 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 primer trimestre de 2025:

Tabla 40. Valores promedio COT 2T 2025

EMPRESAS	SIGLA	Promedio 2T 2025
AIR-E INTERVENIDA	AIR-E	92,96
CARIBEMAR DE LA COSTA	CARIBEMAR	80,48
CELSIA TOLIMA	CELSIA TOLIMA	80,80
CELSIA VALLE	CELSIA VALLE	80,73
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	CHEC S.A. E.S.P. BIC	71,67
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO	CEDENAR S.A. E.S.P.	53,63
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	48,17
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUA	CETSA E.S.P.	55,23
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	ESSA E.S.P.	44,87
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	44,64
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	40,59
ELECTRIFICADORA DEL META	EMSA E.S.P.	39,83
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	GEB S.A. ESP.	28,55
EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE	ENERCA SA ESP	23,81
EMPRESA DE ENERGÍA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	ENERGUAVIARE SA ESP	23,01
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO	EDEQ S.A.E.S.P.	23,88
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA	EMEESA	19,10
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	EPM	12,84

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

ENEL COLOMBIA	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	30,87
---------------	---------------------------	-------

Fuente: Histórico de Mercados-COT 2025

Los valores promedio de la Opción Tarifaria (COT) aplicados en el tercer trimestre de 2025 para un conjunto de comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este valor, calculado conforme a la regulación vigente (Resolución CREG 101 028 de 2023), se incorpora al componente de Comercialización (C) del Costo Unitario.

Se observa una amplia dispersión en los valores del COT entre los diferentes agentes, con un rango que va desde 12.84 \$/kWh (EPM) hasta 92.96 \$/kWh (AIR-E). Esta variabilidad refleja las diferencias históricas en los saldos acumulados de la opción tarifaria de cada comercializador, los cuales fueron normalizados y trasladados a la tarifa bajo la nueva metodología.

Los agentes con los valores de COT más elevados (superiores a 70 \$/kWh), como AIR-E, CARIBEMAR, CELSIA (Tolima y Valle) y CHEC, son aquellos cuyos saldos por normalizar representaban una mayor proporción de sus costos. Por el contrario, agentes como EPM, EMEESA, ENERGUAVIARE y EDEQ presentan valores de COT relativamente bajos (inferiores a 30 \$/kWh), indicando un impacto menor de este concepto en su estructura tarifaria final.

Esta heterogeneidad en el COT es un factor clave para entender las diferencias en el nivel y la variación del componente C entre comercializadores, ya que su incorporación afecta de manera distinta la senda de costos de cada uno. Los valores mostrados corresponden al promedio aplicado en el tercer trimestre de 2025, como parte del proceso de eliminación de la acumulación de saldos, manteniendo la senda de costos que venían pagando los usuarios.

3.5. 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 41. Variación Componente Pérdidas 2T 2025 vs 3T 2025

SIGLA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	VARIACION
AIRE		111,91	93,91	-16,09%
ASC INGENIERIA		68,55	65,99	-3,74%
BIA ENERGY		40,88	34,83	-14,80%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	113,61	101,82	-10,38%
CEDENAR	NARIÑO	58,44	61,27	4,84%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	46,63	43,65	-6,38%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	73,55	69,10	-6,04%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	55,18	51,96	-5,84%
CENS	NORTE DE SANTANDER	64,76	62,99	-2,74%
CEO	CAUCA	76,82	67,42	-12,25%
CETSA		57,27	57,10	-0,28%
CHEC		56,78	55,09	-2,97%
DISPAC	CHOCÓ	71,97	60,04	-16,57%
EBSA	BOYACÁ	61,62	61,88	0,42%
EDEQ	QUINDÍO	57,24	56,92	-0,56%
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	77,79	79,33	1,98%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	57,97	57,76	-0,36%
EEP		66,44	62,90	-5,33%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	76,97	74,29	-3,48%
ELECTROHUILA	HUILA	79,59	81,10	1,90%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	46,79	47,64	1,83%
EMEVASI	SIBUNDOY	77,18	66,98	-13,21%
EMSA	META	56,67	58,24	2,77%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ- CUNDINAMARCA	57,03	57,97	1,65%
Enel X Colombia		79,70	75,06	-5,83%
ENELAR	ARAUCA	56,25	48,71	-13,40%
ENERBIT		78,48	74,58	-4,96%
ENERCA	CASANARE	74,88	74,95	0,10%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	63,72	49,43	-22,42%
ENERTOTAL		84,63	81,93	-3,18%
EPM		61,06	61,29	0,38%
ESSA	SANTANDER	63,79	62,80	-1,54%
QI ENERGY		72,70	72,72	0,03%
RUITOQUE		79,79	75,80	-5,00%

SIGLA	NOMBRE MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	VARIACION
VATIA		67,35	64,35	-4,46%
SIGLA	NOMBRE_MERCADO	Trimestre 2 2025	Trimestre 3 2025	VARIACIION
AIRE		111,91	93,91	-16,09%
ASC INGENIERIA		68,55	65,99	-3,74%
BIA ENERGY		40,88	34,83	-14,80%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	113,61	101,82	-10,38%
CEDENAR	NARIÑO	58,44	61,27	4,84%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	46,63	43,65	-6,38%

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

La tabla presenta la evolución del componente de Pérdidas (PR) para los comercializadores entre el segundo y tercer trimestre de 2025. Este componente reconoce el costo asociado a las pérdidas de energía técnicas y no técnicas en los sistemas de transmisión y distribución, así como los programas de reducción de pérdidas.

Se observa una tendencia predominante a la reducción en este componente para la mayoría de los agentes. Las disminuciones más significativas se registraron en ENERGUAVIARE (-22.42%), AIRE (-16.09%), DISPAC (-16.57%), BIA ENERGY (-14.80%), ENELAR (-13.40%) y EMEVASI (-13.21%). Estas reducciones sustanciales sugieren mejoras en la eficiencia de la gestión de pérdidas o ajustes en los costos reconocidos para estos programas en dichos mercados.

No obstante, un grupo minoritario de comercializadores presentó incrementos en el componente PR, siendo los más notorios los de CEDENAR (+4.84%), EMSA (+2.77%), EE PUTUMAYO (+1.98%) y ELECTROHUILA (+1.90%). Estos aumentos podrían estar asociados a variaciones en los costos de generación y transmisión que componen las pérdidas reconocidas, o a un mayor volumen de energía pérdida facturado en el periodo.

La evolución de este componente tiene una relación directa con los costos de generación (G) y transmisión (T), dado que aproximadamente el 85% del valor de las pérdidas corresponde al costo de la energía pérdida en generación. Por lo tanto, las reducciones generalizadas observadas contribuyen a moderar el incremento del Costo Unitario (CU) total en el trimestre

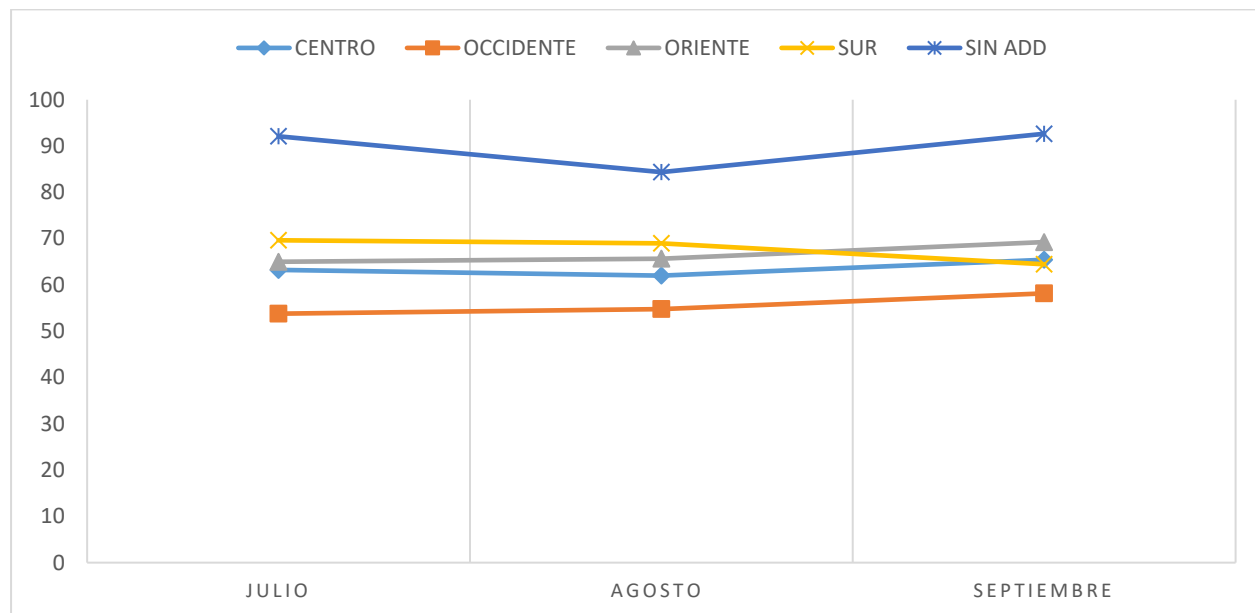
Tabla 42. Comportamiento Componente Pérdidas 3T 2025

TIPO	ADD	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)
C-OR	CENTRO	63,24	62,00	65,43
	OCCIDENTE	53,79	54,77	58,17
	ORIENTE	65,00	65,67	69,25
	SUR	69,64	68,98	64,46
	SIN ADD	92,11	84,36	92,65

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).

Figura 32. Comportamiento Componente Perdidas 3T 2025



Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

Se observa que el nivel del componente PR varía significativamente entre las diferentes ADD, reflejando las condiciones técnicas y operativas particulares de cada zona. A lo largo del trimestre, la ADD SIN ADD registró consistentemente los valores más elevados de pérdidas, con un pico de 92.65 \$/kWh en septiembre. Le sigue la ADD SUR, que también mostró valores relativamente altos, superando los 64 \$/kWh en todos los meses.

En cuanto a la tendencia mensual dentro del trimestre, la mayoría de las ADD mostraron un patrón de aumento de julio a septiembre, con la excepción de la ADD SUR, que experimentó una reducción en septiembre. La ADD ORIENTE presentó el incremento más marcado, pasando de 65.00 a 69.25 \$/kWh.

Estas diferencias en el nivel y la evolución del componente PR entre ADD están intrínsecamente ligadas a factores como la antigüedad y eficiencia de las redes de distribución, la dispersión geográfica de los usuarios, los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidos y la efectividad de los programas de reducción de pérdidas implementados en cada área. El componente más alto en la categoría SIN ADD puede estar asociado a mayores desafíos operativos y costos en los mercados no agrupados.

La Tabla 30 presenta los valores del Cargo por Programa de Reducción de Pérdidas (CPROG) liquidado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) para cada Operador de Red durante el tercer trimestre de 2025. Este cargo, que puede ser positivo (costo) o negativo (ingreso), corresponde a la remuneración por la ejecución de Programas de Reducción de Pérdidas No Técnicas conforme a la regulación vigente.

Tabla 43.Valores CPROG 3T 2025

OPERADOR DE RED	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE CARIBE SOL	2,21	2,22	2,23
CARIBEMAR CARIBE MAR	-11,37	-11,34	-11,31
CEDENAR NARIÑO	3,29	3,31	3,32
CELSIA COLOMBIA TOLIMA	7,02	7,00	6,97
CELSIA COLOMBIA VALLE DEL CAUCA	4,74	4,75	4,75
CENS NORTE DE SANTANDER	3,68	3,72	3,73
CEO CAUCA	7,96	7,96	7,92
CETSA TULUÁ	3,46	3,49	3,50
CHEC CALDAS	7,09	7,13	7,17
DISPAC CHOCÓ	10,27	10,34	10,40
EBSA BOYACÁ	1,21	1,22	1,23
EDEQ QUINDÍO	5,24	5,27	5,27
EE PUTUMAYO	0,97	0,97	0,98
EEBP BAJO PUTUMAYO	2,86	2,87	2,89
EEP CARTAGO	3,75	3,77	3,77
EEP PEREIRA	7,25	7,29	7,27
ELECTROCAQUETÁ CAQUETÁ	1,23	1,24	1,24
ELECTROHUILA HUILA	6,47	7,26	7,61
EMCALI CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	4,61	4,64	4,66
EMEESA POPAYÁN - PURACE	0,00	0,00	0,00
EMSA META	4,22	4,18	4,13
ENEL COLOMBIA BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	4,44	4,45	4,46
ENELAR ARAUCA	0,16	0,16	0,16
ENERCA CASANARE	16,90	5,13	5,15
ENERGUAVIARE GUAVIARE	0,16	0,16	0,16
EPM ANTIOQUIA	5,32	5,34	5,33
ESSA SANTANDER	3,87	3,89	3,91

Fuente: Formato SUI T11 – cálculos DTGE 2025.

Se observa una amplia dispersión en los valores del CPROG, la cual refleja el nivel de gestión e inversión de cada OR en dichos programas. Destacan dos casos extremos:

Valores positivos elevados (costo reconocido): Operadores como DISPAC (Chocó), ENERCA (Casanare) –con un valor excepcional de 16.90 \$/kWh en julio que luego se normaliza–, CEO

(Cauca), CHEC (Caldas) y ELECTROHUILA (Huila) presentan los CPROG más altos (por encima de 6 \$/kWh y hasta 10.40 \$/kWh). Esto indica que estos OR tienen programas activos de reducción de pérdidas con costos significativos que son reconocidos y trasladados como parte del componente de Pérdidas (PR).

Valor negativo (ingreso/compensación): El caso único de CARIBEMAR, con un CPROG consistentemente negativo (aproximadamente -11.34 \$/kWh), es particular. Un valor negativo sugiere que este OR no tiene costos netos por programas de reducción, sino que posiblemente recibe una compensación o ingreso asociado a la gestión de pérdidas, lo cual reduce su componente PR total.

Valores bajos o nulos: Operadores como ENELAR (Arauca), ENERGUAVIARE, EE Putumayo, EBSA (Boyacá) y EMEESA reportan valores de CPROG muy bajos o cercanos a cero (entre 0.00 y 1.23 \$/kWh). Esto puede deberse a que sus programas son de menor escala, más eficientes en costo, o a que no ejecutan programas bajo este esquema en el periodo.

La estabilidad mensual de la mayoría de los valores (con ligeros ajustes) sugiere que los costos de estos programas son predecibles y se liquidan de manera consistente. La inclusión del CPROG en el cálculo del componente de Pérdidas asegura que los costos eficientes de mejorar la eficiencia del sistema sean reconocidos, impactando de manera diferenciada el Costo Unitario final de los usuarios en cada mercado según la estrategia de su Operador de Red.

3.6. Restricciones

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

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

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

El CRS está conformado por:

- Restricciones aliviadas, resultantes de descontar de las restricciones totales conceptos regulatoriamente definidos como: costos del programa Apagar Paga, cargos asociados a

la planta de regasificación de Cartagena (SPEC), compensaciones por la opción del precio de escasez, entre otros.

- Desviaciones, derivadas de diferencias entre energías programadas y entregadas.
- Costo de remuneración del activo del STN correspondiente a la variante Guatapé, reconocido bajo una regulación especial.

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

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

Figura 34. Fórmula Restricciones



Fuente: Elaboración DTGE 2025

A continuación, se presenta el comportamiento del **componente de Restricciones (R)** correspondiente al tercer y 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 segundo y tercer 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 44. Variación Componente Restricciones 2T 2025 vs 3T 2025

EMPRESA	TRIMESTRE 2T 2025	TRIMESTRE 3T 2025
AIRE	71,64	47,57
ASC INGENIERIA	49,59	16,99
BIA ENERGY	61,67	61,77
CARIBEMAR	62,05	59,67
CEDENAR	50,05	46,76
CELSIA COLOMBIA	55,27	33,41
CENS	45,59	27,49
CEO	44,53	43,13
CETSA	57,44	33,37
CHEC	53,15	26,55
DISPAC	54,13	55,90
EBSA	44,60	43,60
EDEQ	41,40	42,05
EE PUTUMAYO	44,85	48,52
EEBP	58,30	34,45
EEP	51,88	33,51
ELECTROCAQUETÁ	50,12	47,10
ELECTROHUILA	51,27	29,73
EMCALI	53,86	33,90
EMEVASI	55,57	33,38
EMSA	57,54	33,85
ENEL COLOMBIA	52,27	31,16
Enel X Colombia	39,17	40,43
ENELAR	65,38	57,76
ENERBIT	50,21	44,91
ENERCA	54,62	50,73
ENERGUAVIARE	49,68	44,23
ENERTOTAL	48,09	32,35
EPM	39,43	46,44
ESSA	45,08	45,14
QI ENERGY	48,69	31,51
RUITOQUE	40,95	39,26
VATIA	50,21	35,78

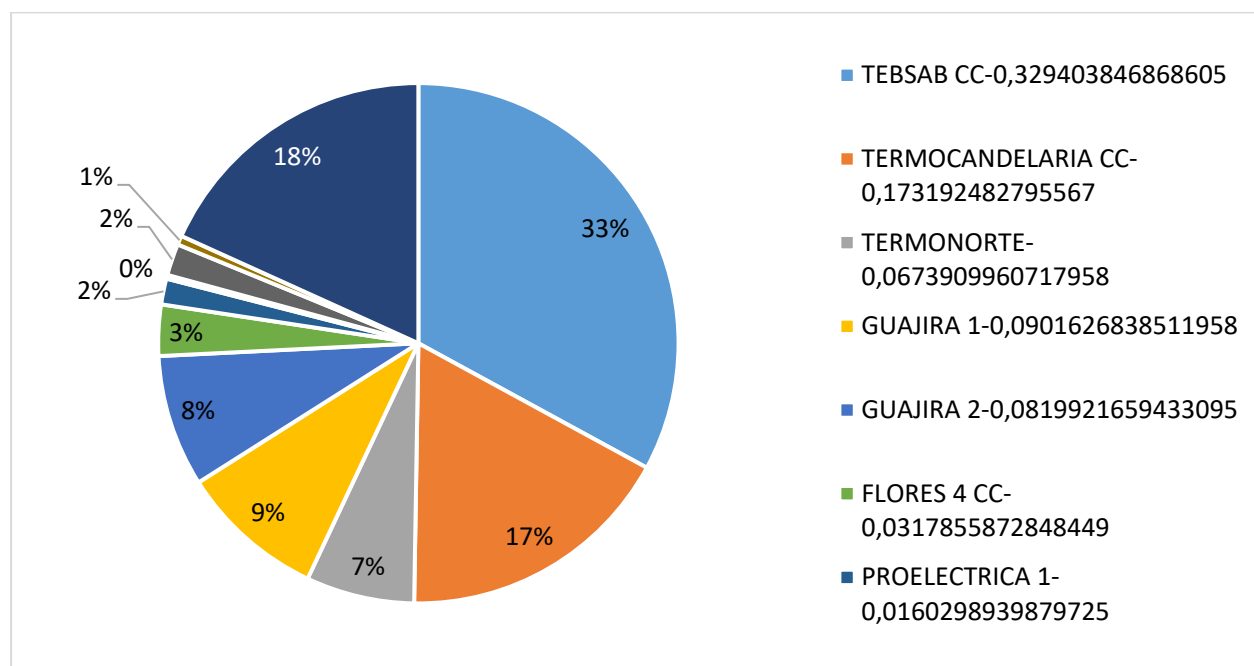
Fuente: Formato SUI T7, Reporte XM – cálculos DTGE 2025

Se evidencia una reducción generalizada y significativa en el valor de este componente para la gran mayoría de los agentes. Las disminuciones más drásticas se observan en comercializadores como CELSIA COLOMBIA (-39.6%), CHEC (-50.0%), CETSA (-41.9%), EEP (-35.4%), EMCALI (-37.0%) y ENEL COLOMBIA (-40.4%). Esta tendencia a la baja es predominante.

No obstante, se registran excepciones con incrementos en algunos agentes. Los más notorios son EPM (+17.8%), EE PUTUMAYO (+8.2%), Enel X Colombia (+3.2%) y DISPAC (+3.3%).

La marcada reducción agregada del componente R sugiere que el tercer trimestre de 2025 presentó condiciones operativas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) significativamente más favorables en comparación con el trimestre anterior, con una menor incidencia de congestiones, desviaciones y costos por despachos fuera de mérito. Los incrementos puntuales, como el de EPM, pueden deberse a su participación específica en los mecanismos de confiabilidad o a una exposición distinta a los nodos del STN donde se presentaron restricciones. Esta evolución positiva del componente R contribuyó a contener el aumento del Costo Unitario total en el periodo.

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

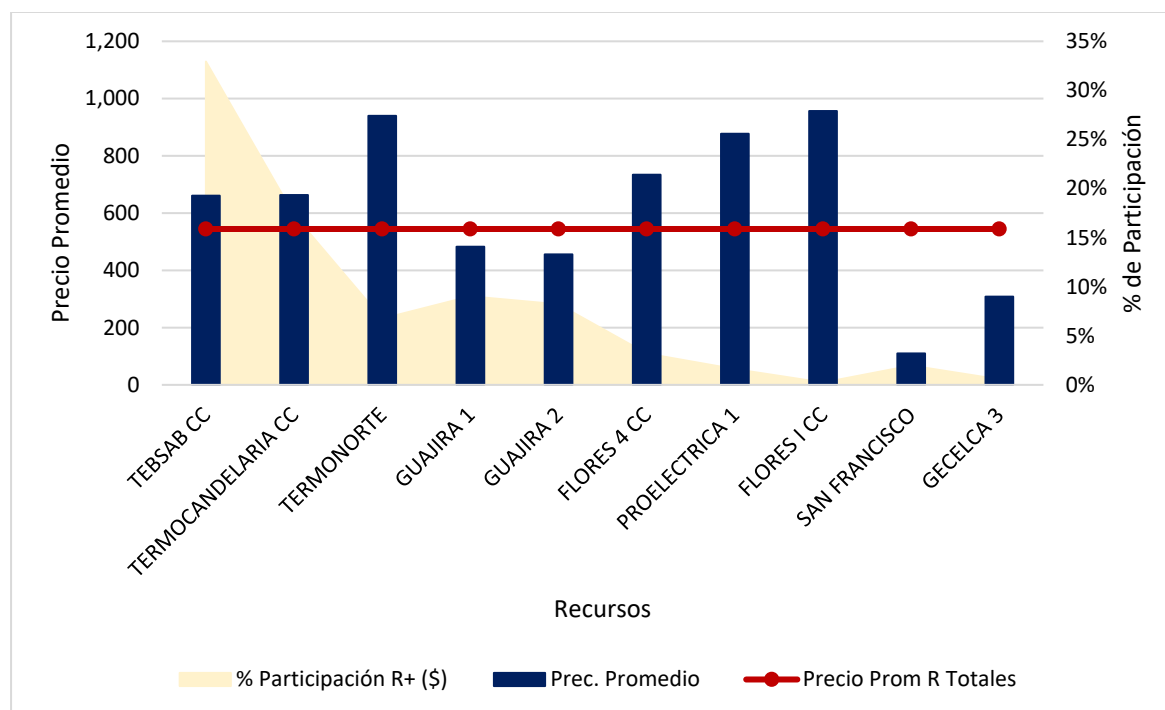


Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

La participación se encuentra altamente concentrada en un pequeño grupo de generadores térmicos. TEBSAB CC es el agente con mayor participación, recibiendo aproximadamente un tercio (32.94%) del total de las reconciliaciones positivas. En conjunto, TEBSAB CC, TERMOCANDELARIA CC (17.32%), GUAJIRA 1 (9.02%) y GUAJIRA 2 (8.20%) acumulan cerca del 67.5% de todos los pagos por R+.

Esta concentración evidencia que los recursos de generación térmica, localizados en nodos específicos del sistema y con costos variables de operación más elevados, son los que típicamente son llamados a operar para resolver las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Su participación dominante en las R+ es consistente con el mecanismo de remuneración por restricciones, el cual reconoce los costos adicionales incurridos por estos generadores cuando son despachados para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema, costos que finalmente son trasladados a la demanda a través del componente de Restricciones (R) en la tarifa.

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



Fuente: Elaboración DTGE 2025 a partir de información de XM

La Figura 36 compara el precio promedio de reconciliación positiva de los principales generadores con el precio promedio total de las reconciliaciones (544.46 \$/kWh) para el periodo analizado, revelando diferencias sustanciales en el valor reconocido por cada recurso.

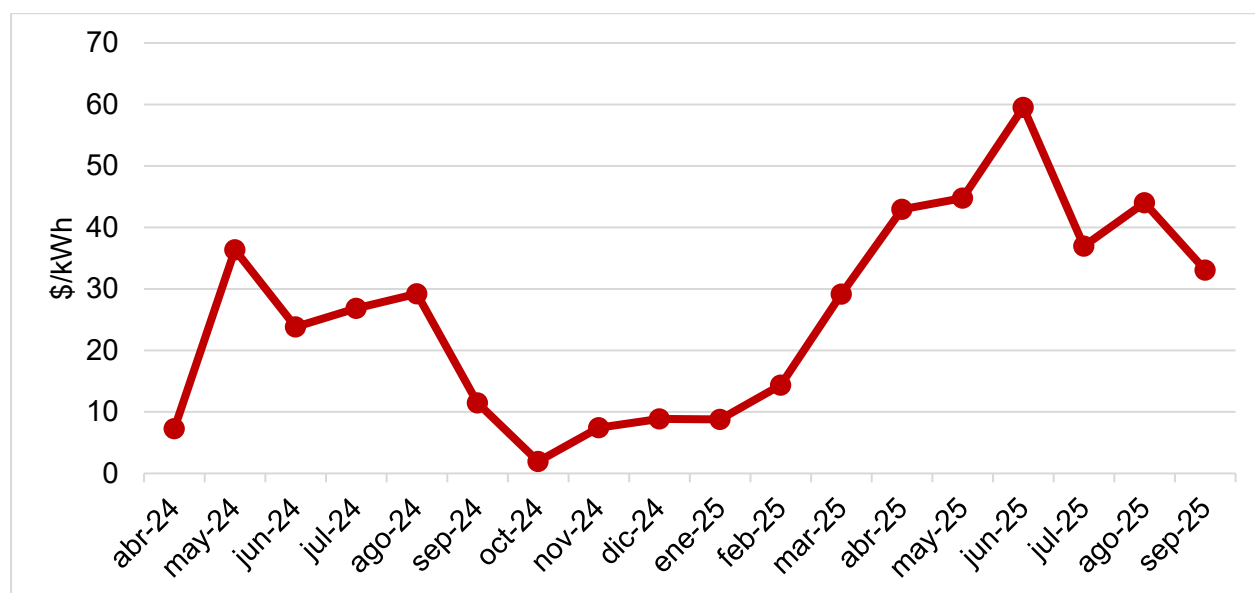
La mayoría de los generadores con alta participación (TEBSAB CC, TERMOCANDELARIA, TERMONORTE, FLORES 4 y PROELECTRICA 1) recibieron un precio promedio superior al precio total del sistema, con diferencias que van desde -116 hasta -411 \$/kWh. Esto indica que la energía que ellos aportaron para aliviar restricciones fue remunerada a precios unitarios más altos, lo cual impulsa el promedio general. TERMONORTE y FLORES I CC destacan con los precios promedio más elevados (939.60 y 956.21 \$/kWh).

En contraste, generadores como GUAJIRA 1, GUAJIRA 2, SAN FRANCISCO y GECELCA 3 presentan un precio promedio inferior al del sistema. SAN FRANCISCO muestra la diferencia

más marcada, con un precio promedio de sólo 109.93 \$/kWh, significativamente por debajo del promedio general.

Esta disparidad en los precios promedio refleja las condiciones específicas de costo y operación de cada planta, así como el momento y la magnitud de su despacho fuera de mérito. Los recursos con precios muy altos típicamente tienen costos variables elevados y son llamados en situaciones de restricciones severas, mientras que aquellos con precios bajos pueden participar en restricciones menores o tener esquemas de remuneración diferentes. La combinación de estos precios individuales, ponderada por el volumen de energía reconciliada de cada agente, determina el precio promedio total del sistema, el cual es un insumo clave en la conformación del componente de Restricciones (R) de la tarifa.

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



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

La Figura 37 presenta la evolución mensual del valor promedio del componente de Restricciones (R) desde enero de 2024 hasta septiembre de 2025, permitiendo identificar su alta volatilidad y tendencias de mediano plazo.

Se observa una variabilidad extrema en el componente, con picos pronunciados que coinciden con periodos de posible estrés operativo en el Sistema Interconectado Nacional (STN). Los valores más bajos se registraron a finales de 2024 (octubre: 1.95 \$/kWh), mientras que los picos más altos ocurrieron a mediados de 2025 (junio: 59.52 \$/kWh y mayo: 44.77 \$/kWh).

Para el tercer trimestre de 2025 (periodo de análisis del boletín), los promedios mensuales fueron: julio (36.96 \$/kWh), agosto (44.02 \$/kWh) y septiembre (33.07 \$/kWh). Si bien estos valores son significativamente menores al pico de junio, se mantienen en un nivel moderado-alto en comparación con la serie histórica, especialmente frente a los bajos valores del último trimestre de 2024.

Esta serie confirma que el componente R es inherentemente volátil y difícil de predecir, ya que depende de contingencias técnicas, condiciones hidrológicas, disponibilidad de activos de generación y transmisión, y de la aplicación de mecanismos de confiabilidad. La tendencia observada en 2025 sugiere una mayor presión sobre los costos por restricciones en comparación con 2024, lo cual se refleja en el incremento del Costo Unitario. El análisis trimestral detallado (Tabla 44) muestra, sin embargo, una reducción frente al 2T 2025, indicando una leve mejora dentro de esta tendencia alcista anual.

4. TARIFAS APLICADAS

Se relaciona la segmentación de la aplicación de las tarifas:

Tabla 42. Aplicación de Subsidios

Segmento / Usuario	Esquema Tarifario	Subsidios o Contribuciones
Estratos 1 y 2 (residenciales de bajos ingresos)	Tarifa= CU – Subsidio (máximo ajuste según IPC)	No pagan el costo completo: subsidio mayoritario. Tope de ajuste según IPC.
Estrato 3 (residencial)	Tarifa= CU – Subsidio parcial (hasta 15 %)	Subsidio menor que en estratos 1-2.
Estrato 4 (residencial medio)	Tarifa= CU sin subsidio ni contribución	Paga el CU pleno por el servicio.
Estratos 5 y 6 (residenciales, comerciales, industriales)	Tarifa= CU + Contribución (≈ 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 tercer trimestre de 2025:

Estratos Residenciales

Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales

SIGLA	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3
AIRE	519,61	649,51	727,41
CARIBEMAR	477,81	597,27	770,42
CEDENAR	432,94	541,17	815,90
CELSIA COLOMBIA	433,43	541,77	684,26
CENS	419,63	524,54	764,15
CEO	450,63	563,29	785,24
CETSA	390,96	488,68	619,29
CHEC	431,48	539,35	790,21
DISPAC	421,39	526,74	749,49
EBSA	410,50	513,02	755,87
EDEQ	433,12	541,40	806,19
EE PUTUMAYO	366,03	457,54	777,81
EEBP	450,48	563,09	814,84
EEP	144,11	180,14	236,11
ELECTROCAQUETÁ	442,12	552,65	807,73
ELECTROHUILA	430,62	539,74	895,15
EMCALI	400,27	500,34	641,86
EMEVASI	492,28	615,36	868,45
EMSA	398,78	498,49	757,20
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	85,64	107,05	162,73
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.

Estratos 4 (CU Pleno)

Tabla 47. Tarifas Aplicadas Estrato 4

SIGLA	Estrato 4
AIRE	855,78
CARIBEMAR	906,38
CEDENAR	959,89
CELSIA COLOMBIA	805,01
CENS	899,00
CEO	923,81
CETSA	728,57
CHEC	890,05
DISPAC	881,75
EBSA	889,26
EDEQ	948,46
EEP	802,21
ELECTROCAQUETÁ	950,27
ELECTROHUILA	1053,11
EMCALI	755,13
EMSA	890,82
ENEL COLOMBIA	800,84
ENELAR	1055,82
ENERCA	875,44
ENERGUAVIARE	851,01
EPM	829,17
ESSA	886,54
RUITOQUE	877,58

Fuente: Formato SUI T3 2025

Las tarifas plenas aplicadas al estrato 4 durante el tercer trimestre de 2025, las cuales equivalen al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) sin subsidios ni contribuciones, conforme al marco del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (FSSRI).

Se observa una dispersión significativa en los valores tarifarios entre los diferentes mercados, reflejando las diferencias estructurales en los costos de prestación analizados a lo largo del boletín. Los mercados con las tarifas más elevadas para el estrato 4 son ENELAR (Arauca) con 1.055,82 \$/kWh y ELECTROHUILA (Huila) con 1.053,11 \$/kWh, valores consistentes con sus altos Costos Unitarios reportados. Le siguen CEDENAR (Nariño, 959,89 \$/kWh) y ELECTROCAQUETÁ (950,27 \$/kWh).

En el extremo opuesto, los mercados con las tarifas más bajas son CETSA (728,57 \$/kWh), EMCALI (755,13 \$/kWh) y ENEL COLOMBIA (800,84 \$/kWh). Estas tarifas más bajas están alineadas con menores costos en los componentes de generación, distribución y restricciones identificados para esos agentes.

La tarifa del estrato 4 sirve como referencia base para el cálculo de subsidios y contribuciones de los demás estratos. Su variabilidad entre mercados es el resultado directo de la suma de los componentes G, T, D, C, PR y R, los cuales difieren debido a la exposición a bolsa, estructura de contratos, costos de distribución, pérdidas y condiciones operativas locales de cada comercializador en su área de servicio.

Estratos Comerciales/industriales

Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales

SIGLA	Comercial	Industrial
AIRE	1019,27	1019,27
CARIBEMAR	1089,65	1089,65
CEDENAR	1151,86	1151,86
CELSIA COLOMBIA	982,05	982,05
CENS	1078,80	1078,80
CEO	1108,57	1108,57
CETSA	874,29	874,29
CHEC	1035,13	1035,13
DISPAC	1058,10	1058,10
EBSA	1067,11	1067,11
EDEQ	1138,15	1138,15
EE PUTUMAYO	1098,09	1098,09
EEBP	1150,35	1150,35
EEP	962,66	962,66
ELECTROCAQUETÁ	1140,32	1140,32
ELECTROHUILA	1056,41	1267,69
EMCALI	777,06	777,06
EMEVASI	1021,71	1226,05
ENEL COLOMBIA	577,62	577,62
ENELAR	1055,82	1266,98
ENERCA	1050,52	1050,52
ENERGUAVIARE	851,01	1021,21

Fuente: Formato SUI T3 2025

5. 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.

Se observa que, para la mayoría de los agentes, la tarifa es idéntica para los sectores comercial e industrial, ya que el cálculo se basa en el mismo CU (estrato 4) más la contribución fija. Sin

embargo, existen excepciones notables donde la tarifa industrial es significativamente mayor que la comercial, destacándose los casos de:

- ELECTROHUILA (Huila): 1.056,41 \$/kWh (Comercial) vs. 1.267,69 \$/kWh (Industrial)
- ENELAR (Arauca): 1.055,82 \$/kWh (Comercial) vs. 1.266,98 \$/kWh (Industrial)
- EMEVASI (Sibundoy): 1.021,71 \$/kWh (Comercial) vs. 1.226,05 \$/kWh (Industrial)
- ENERGUAVIARE (Guaviare): 851,01 \$/kWh (Comercial) vs. 1.021,21 \$/kWh (Industrial)

Esta diferenciación puede deberse a la aplicación de cargos o componentes tarifarios adicionales específicos para el sector industrial (posiblemente asociados a niveles de tensión más altos, confiabilidad u otros conceptos regulados), o a que el CU de referencia para el cálculo de la contribución difiere entre ambos sectores en esos mercados particulares.

En general, las tarifas comerciales/industriales más altas se encuentran en mercados con CU elevado, como CEDENAR (1.151,86 \$/kWh), EEBP (1.150,35 \$/kWh) y ELECTROCAQUETÁ (1.140,32 \$/kWh), mientras que las más bajas corresponden a ENEL COLOMBIA (577,62 \$/kWh), CETSA (874,29 \$/kWh) y EMCALI (777,06 \$/kWh). Esta estructura asegura que los usuarios comerciales e industriales contribuyan a la solidaridad social del sistema eléctrico.

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

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

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

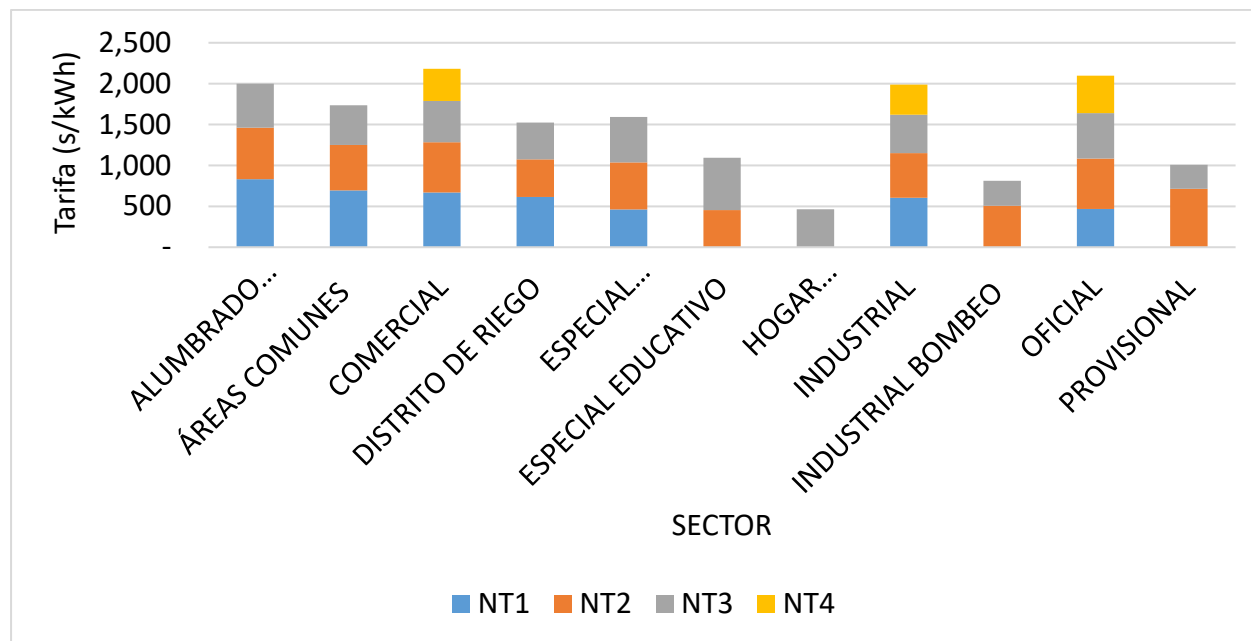
Resolución SSPD 12515 de 2021

- 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

La figura consolida la estructura tarifaria promedio aplicada a los usuarios regulados no residenciales durante los primeros tres trimestres de 2025, desagregada por sector económico y nivel de tensión (NT). Este análisis permite identificar las dinámicas de costo para los grandes consumidores del servicio.

Estructura y Variación por Nivel de Tensión:

La tarifa muestra una relación inversa clara con el nivel de tensión: los usuarios conectados a NT1 (baja tensión) enfrentan las tarifas más altas, mientras que aquellos en NT4 (alta tensión) generalmente presentan los menores costos por kWh. Esto refleja la inclusión de los componentes de distribución (Dt) y pérdidas (PR) asociados a cada nivel, los cuales son mayores en baja tensión. A lo largo del año, se observa una tendencia general a la reducción o estabilización de las tarifas en la mayoría de sectores y niveles, especialmente al comparar el 3T con el 2T.

Comportamiento por Sector Destacado:

- Sector Oficial y Áreas Comunes: Presentan algunas de las tarifas más elevadas en NT1 y NT2, pero muestran una reducción significativa en el 3T (ej. Oficial NT1: 575.78 a 468.62 \$/kWh).
- Sector Industrial y Comercial: Exhiben tarifas moderadas y una trayectoria claramente decreciente durante el año, particularmente en los niveles de tensión más altos (NT3 y NT4). Por ejemplo, el sector Industrial en NT4 pasó de 488.50 \$/kWh en el 2T a 368.92 \$/kWh en el 3T.

- Sectores con Régimen Especial: Sectores como Distrito de Riego e Industrial Bombeo presentan tarifas notablemente más bajas, especialmente en NT3, reflejando los subsidios y tratos tarifarios especiales establecidos en la regulación para estas actividades.
- Sector Especial Educativo: Muestra un comportamiento atípico, con un incremento marcado en NT3 (de 388.12 a 639.84 \$/kWh), lo que podría deberse a cambios en la composición de su demanda o a la aplicación de cargos específicos.

Esta evolución refleja el impacto combinado de las variaciones en los componentes del Costo Unitario (G, T, D, C, PR, R) y de la aplicación de esquemas de contribución, subsidios y cargos específicos definidos por la CREG para cada categoría de usuario, resultando en sendas tarifarias diferenciadas a lo largo del 2025.

Por otro lado, de analizar para cada nivel de tensión y por ADD, y para efectos del presente documento, la SSPD consulto y analizo la siguiente información:

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	485,7955	561,2331656		
Áreas Comunes	695,44055	721,65195		
Comercial	669,6361354	687,0046451	563,0490231	268,9575
Especial Asistencial		681,9446	555,1619	
Especial Educativo		656,30692	639,842	
Hogar Comunitario			464,352535	
Industrial	697,2758709	593,8920145	473,8067308	415,972955
Industrial Bombeo			319,3765567	
Oficial	469,3987138	521,7142907	493,18032	492,83

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La configuración tarifaria dentro del Área de Distribución Centro refleja la aplicación diferenciada de costos según el perfil del usuario y su nivel de conexión a la red. La tarifa disminuye de manera consistente a medida que se avanza en el nivel de tensión, un fenómeno atribuible a la menor incidencia de los componentes de distribución y pérdidas en los usuarios conectados a tensiones más altas, quienes asumen una porción menor de los costos asociados al transporte final de la energía.

Los sectores Industrial y Comercial, que por ley aportan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario para financiar los subsidios residenciales, presentan las tarifas más elevadas en los niveles de baja y media tensión. En particular, el sector Industrial conectado en baja tensión (NT1) enfrenta el costo más alto, superando los 697 pesos por kilovatio-hora. Este valor sintetiza el impacto del cargo por distribución local, las pérdidas reconocidas y la contribución solidaria.

Por otro lado, sectores con tratos especiales definidos en la regulación, como el Industrial Bombeo y el Hogar Comunitario, exhiben tarifas sustancialmente más bajas, especialmente en el nivel de tensión 3. Estas tarifas reducidas son el resultado de subsidios focalizados y de

exclusiones de ciertos cargos, con el objetivo de apoyar actividades consideradas de interés social o productivo estratégico.

La estructura presentada para el ADD Centro evidencia cómo el marco regulatorio, a través del Fondo de Solidaridad y de los criterios de asignación de costos por nivel de tensión, moldea un perfil tarifario que busca balancear la eficiencia económica, la suficiencia financiera de los prestadores y objetivos de política social y productiva del sector eléctrico.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	848,3493373	639,8671966		
Áreas Comunes		575,5688929	471,76545	
Comercial	692,0235047	614,9348056	502,7204315	428,1114457
Especial Asistencial	871,29	633,5302346		
Especial Educativo		452,0688234		
Industrial	441,6932102	432,3574714	435,228347	348,3989289
Oficial	0	657,4410916	578,5275877	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La estructura tarifaria del Área de Distribución Occidente presenta variaciones significativas respecto a otras zonas, destacando por tarifas particularmente elevadas en el servicio de Alumbrado Público y en el sector Especial Asistencial en baja tensión. El Alumbrado Público en NT1 alcanza un valor de 848,35 pesos por kilovatio-hora, el más alto reportado para este servicio en la tabla, mientras que el sector Especial Asistencial en el mismo nivel registra 871,29 pesos, sugiriendo la posible aplicación de cargos específicos o una estructura de costos de distribución distinta para estos usuarios en la región.

Contrariamente a la tendencia general, el sector Industrial en el ADD Occidente muestra un comportamiento atípico: su tarifa en media tensión (NT3) es ligeramente superior a la de baja tensión (NT2), rompiendo con la relación inversa esperada entre nivel de tensión y costo. Este fenómeno podría estar asociado a la composición específica de los costos de pérdidas o a cargos regulados particulares aplicables a la industria en esta área geográfica.

Los sectores Comercial e Industrial, pese a su contribución del 20%, no presentan las tarifas máximas, las cuales son ostentadas por los sectores de carácter público y asistencial. El caso del sector Oficial, con un valor de cero en NT1, requiere una verificación de consistencia en el reporte, ya que podría indicar un tratamiento especial, una exención o un error en la carga de información. Esta configuración regional subraya cómo las condiciones operativas locales, la densidad de clientes y las decisiones tarifarias específicas pueden generar perfiles de costo únicos para los diferentes sectores dentro de una misma Área de Distribución.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		654,1260218		
Áreas Comunes		510,4254489		

Comercial	703,3596097	667,0701444	557,5353136	
Distrito de Riego	615,1424748	455,187071	430,1757065	
Especial Asistencial	325,4131067	748,6356333		
Especial Educativo		673,8760333		
Industrial	737,7223838	639,3879424	540,0640028	512,7042857
Industrial Bombeo			303,6958333	
Oficial		714,4915485	575,3393455	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La configuración tarifaria del Área de Distribución Oriente revela dinámicas particulares, con contrastes marcados entre sectores y una clara influencia de los tratos especiales regulatorios. El sector Comercial en baja tensión (NT1) presenta la tarifa más elevada, superando los 703 pesos por kilovatio-hora, reflejando la suma de los costos de distribución en ese nivel y la contribución obligatoria.

Se observa un contraste significativo en el sector Especial Asistencial, el cual registra una tarifa excepcionalmente baja en NT1 (325,41 \$/kWh) pero una de las más altas en NT2 (748,64 \$/kWh). Esta disparidad extrema sugiere la posible existencia de subsidios cruzados o esquemas de compensación específicos dentro del mismo sector, dependiendo del nivel de tensión de conexión, o podría indicar diferencias sustanciales en la composición de usuarios (por ejemplo, pequeños centros de salud en NT1 versus grandes hospitales en NT2).

Los sectores con fines productivos y de riego, como Distrito de Riego e Industrial Bombeo, exhiben las tarifas más bajas de la tabla, con valores que rondan los 430 y 304 pesos por kilovatio-hora en NT3, respectivamente. Esto confirma la aplicación de regímenes tarifarios preferenciales para estas actividades, alineados con políticas de desarrollo agropecuario y eficiencia energética.

La ausencia de valores en NT4 para la mayoría de los sectores, a excepción del Industrial, indica una menor penetración de usuarios de muy alta tensión en esta área o la no aplicación de cargos diferenciados en ese nivel para dichas actividades. La estructura general confirma el principio de que la tarifa decrece con el nivel de tensión, pero matizado por los fuertes ajustes derivados de subsidios, contribuciones y tratos especiales definidos para sectores estratégicos.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	656,68	658,6459459		
Áreas Comunes			491,7117	
Comercial	706,51002	661,9567184	504,361352	
Industrial	955,7366667	810,9266688	465,1049979	394,8635
Oficial	622,7534	388,3175433	382,63894	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La estructura tarifaria del Área de Distribución Sur se caracteriza por presentar los costos más elevados para el sector Industrial en comparación con las demás áreas analizadas, particularmente en los niveles de baja y media tensión. El sector Industrial en NT1 alcanza una

tarifa excepcional de 955,74 pesos por kilovatio-hora, el valor más alto registrado en todas las tablas por sector y nivel de tensión. Este costo tan significativo podría estar asociado a una combinación de factores propios de la región, como mayores cargos de distribución, altos niveles de pérdidas reconocidas, una estructura de compra de energía menos eficiente o la aplicación de cargos específicos para la industria local.

En contraste, los sectores Oficial y Áreas Comunes muestran tarifas considerablemente más bajas, especialmente en los niveles de tensión 2 y 3. El sector Oficial, por ejemplo, paga 388,32 \$/kWh en NT2, menos de la mitad de lo que paga el sector Industrial en el mismo nivel. Esta divergencia ilustra el impacto de los esquemas de contribución y subsidio: mientras el sector Industrial asume el costo pleno más una contribución, el sector Oficial podría beneficiarse de tratos tarifarios especiales o estar exento de algunos componentes.

La tarifa del Alumbrado Público se mantiene en niveles intermedio-altos y es similar entre NT1 y NT2, lo que sugiere que los costos de este servicio no varían significativamente con el nivel de tensión en esta área. La ausencia generalizada de valores en NT4, excepto para el sector Industrial, indica una limitada presencia de infraestructura o usuarios de muy alta tensión en la ADD Sur, concentrando los mayores consumos industriales en los niveles NT1 a NT3. Esta configuración subraya las marcadas diferencias regionales en los costos de prestación y en la aplicación de la política tarifaria.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	700,4079457	305,207167	538,52	
Áreas Comunes		565,4406695	486,0346517	
Comercial	405,2046125	535,0867491	418,8471103	478,6666667
Distrito de Riego		535,4670425	551,6717867	
Especial Asistencial		0		
Especial Educativo		0		
Industrial	646,6923767	530,1992269	475,3204082	296,0997719
Industrial Bombeo		506,998598		
Oficial		609,1992225	579,8607692	444,7021233
Provisional		713,6860333	293,475425	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La configuración tarifaria para los mercados no agrupados en un Área de Distribución formal ("Sin ADD") presenta la mayor heterogeneidad y los contrastes más extremos entre sectores y niveles de tensión, reflejando la diversidad de condiciones operativas y marcos regulatorios particulares de cada uno de estos mercados independientes.

Destacan fenómenos únicos como la tarifa del Alumbrado Público en NT2, que a 305,21 \$/kWh es una de las más bajas para este servicio, mientras que en NT3 se eleva a 538,52 \$/kWh. Esta inversión en la relación costo-tensión sugiere estructuras de costos atípicas o la asignación específica de cargos en estos sistemas no interconectados o aislados.

Los sectores Especial Asistencial y Especial Educativo reportan una tarifa de cero en NT2, un caso excepcional que muy probablemente corresponde a exenciones totales del pago por energía establecidas por normativas especiales o acuerdos locales para estos servicios esenciales en dichas zonas, evidenciando un tratamiento subsidiario máximo.

El comportamiento del sector Comercial es particular: presenta su tarifa más baja en NT1 (405,20 \$/kWh) y la más alta en NT4 (478,67 \$/kWh), lo cual rompe completamente con la tendencia nacional y podría deberse a la aplicación de cargos de capacidad o confiabilidad específicos para grandes comercios en media y alta tensión dentro de estos mercados.

Finalmente, sectores como Industrial Bombeo y Provisional muestran tarifas moderadas, mientras que el sector Industrial mantiene una estructura decreciente con la tensión, aunque con un valor en NT4 (296,10 \$/kWh) notablemente bajo, lo que podría indicar contratos especiales o condiciones de generación local favorables. Esta tabla consolida la complejidad de tarifar sistemas eléctricos con realidades técnicas, económicas y sociales disímiles, donde la regulación debe adaptarse a circunstancias particulares.

6. ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN

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

Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC1

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

TC1. Inventario de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%

Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC2

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	66,67%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	16,67%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	0,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%
ENELAR	66,67%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	50,00%	0,00%

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
PEESA	83,33%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%

Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato TC3

TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	66,67%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	83,33%	16,67%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%

Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T3

T3. Tarifas Publicadas	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEESA	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T6

T6.Opción Tarifaria	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE			100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T7

T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE			100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T9

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE			100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

7. GLOSARIO

- **Área de Distribución (ADD):** Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía 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.

BOLETÍN TARIFARIO

JULIO - SEPTIEMBRE
2025