



Superservicios

Boletín Tarifario de **Energía Eléctrica**

Segundo Trimestre

ABRIL A JUNIO | 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 ABRIL, MAYO y JUNIO 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 Delegada para Energía y Gas Combustible

Aprobó:

Omar Camilo López López

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	7
2. FUENTES DE INFORMACIÓN	8
3. FINALIDAD DEL BOLETÍN	10
4. PERIODO DE ANÁLISIS	10
5. EMPRESAS ANALIZADAS	10
6. VARIABLES ANALIZADAS	13
7. OPERACIÓN ESTADÍSTICA	15
8. CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN	15
9. RESUMEN EJECUTIVO	16
10. CONTEXTO NORMATIVO	18
11.1 Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)	21
11.2 Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD	21
12.1 Generación (G)	25
12.2 Transmisión (Tm)	49
12.3 Distribución (Dt)	52
12.4 Comercialización (C)	62
12.5 Pérdidas (PR)	73
12.6 Restricciones	88
13. TARIFAS APLICADAS	94
14. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS	99
16. GLOSARIO	112

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	11
Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores	12
Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios	12
Tabla 7. Variables Analizadas	13
Tabla 8. Resumen General Operador de Red	16
Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro	17
Tabla 10. Contexto Normativo General	18
Tabla 11. Contexto Normativo por Componente	18
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	21
Tabla 13. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado	22
Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio	24
Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario	24
Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1	26
Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2	27
Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3	29
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4	30
Tabla 20. Variables Componente de Generación	37
Tabla 21. Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado	41
Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb	42
Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 1T 2025	48
Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 1T 2025	50
Tabla 25. Áreas de Distribución	52
Tabla 26. Operadores de Red y mercados	53
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD	54
Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte	60
Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur	60
Tabla 30. Proyectos compensados por PPA ABRIL 2025	61
Tabla 31. Proyectos compensados por PPA MAYO 2025	61
Tabla 32. Proyectos compensados por PPA JUNIO 2025	61
Tabla 33. Variación Componente C 4T vs 3T	63
Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1	64
Tabla 35. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2	66
Tabla 36. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3	68

Tabla 37. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4	69
Tabla 38. Listado de Comercializadores acogidos al COT	71
Tabla 39. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT	71
Tabla 40. Valores promedio COT 2T 2025	71
Tabla 41. CAP por OR existentes	74
Tabla 42 Resultados de la evaluación del plan de reducción de pérdidas para la vigencia 2025.	76
Tabla 43. Valores CPROG 2T 2025.....	77
Tabla 44 Índices de pérdidas reconocidos de nivel de tensión 1 para los mercados de comercialización.....	80
Tabla 45 Novedades en los índices de pérdidas reconocidas	81
Tabla 46. Componente de Pérdidas (PR) 2T 2025	82
Tabla 47. Variación Componente Pérdidas 4T vs 3T.....	84
Tabla 48 Contraste reconocimiento de INVNUC y cumplimiento del plan de reducción para AFINIA.....	86
Tabla 49 Aproximación Ingreso Total a Devolver por AFINIA por concepto de cancelación del plan de reducción.....	87
Tabla 49. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión	101
Tabla 50. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión	101
Tabla 51. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión	102
Tabla 52. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión	102
Tabla 53. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión.....	102
Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC1.....	103
Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC2.....	104
Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato TC3.....	106
Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T3	107
Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T6	109
Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T7	109
Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T9	110
Lista de Figuras	
Figura 1. Promedio CU Operador de Red.....	16
Figura 2. Promedio Cu Comercializador Puro.....	17
Figura 3. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	21

Figura 4. Grupo 1 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	27
Figura 5. Grupo 2 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	28
Figura 6. Grupo 3 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	30
Figura 7. Grupo 4 Comportamiento Componente Generación (\$/kWh).....	31
Figura 8. Comportamiento Pc 1T 2025 (\$/kWh).....	32
Figura 9. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – ABRIL 2025 (\$/kWh).....	33
Figura 10. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – MAYO 2025 (\$/kWh).....	34
Figura 11. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) – JUNIO 2025 (\$/kWh).....	35
Figura 12. Comportamiento G contratos vs G Neutro 2T 2025.....	40
Figura 13. Comparativo Precio de Bolsa Nacional ponderado Vs Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh).....	41
Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa	42
Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa	44
Figura 16. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa – ABRIL 2025	45
Figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	45
Figura 18. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – MAYO 2025	46
Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	47
Figura 20. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa – JUNIO 2025	47
Figura 21. Componente Transmisión (\$/kWh) - Demanda SIN (TWh) 4T vs 3T.....	49
Figura 22. Conformación del Ingreso Regulado Neto que paga el comercializador	51
Figura 23. Evolución Componente de Distribución 2T 2025 Vs 1T 2025.....	54
Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro.....	55
Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente.....	56
Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente.....	57
Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur	58
Figura 29. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 2T 2025.....	65
Figura 30. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 2T 2025.....	67
Figura 31. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 2T 2025.....	68

Figura 32. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 1T 2025 vs 2T 2025	70
Figura 34. Fórmula Restricciones	89
Figura 35. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)	92
Figura 36. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales	92
Figura 37. Promedio Componente R (\$/kWh)	93
Figura 37. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)	99

1. 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 ABRIL, MAYO y JUNIO 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.

Además, en el anexo 1 se presentan las tarifas promedio por mercado, aplicadas mensualmente durante el cuarto trimestre. En el anexo 2, se detallan los CU promedio para el mercado no regulado, clasificados por nivel de tensión y Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD). Por último, en el anexo 3, se incluye el listado de empresas registradas en RUPS que están operativas o en intervención y que cuentan con Formatos Tarifarios (T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8 y T9) habilitados en estado pendiente.

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 abril, mayo y junio 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.

2. FUENTES DE INFORMACIÓN

El presente Boletín Tarifario incluye el análisis de la información reportada por los prestadores en el SUI para el segundo trimestre de 2025, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes fuentes como XM, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

La información base del presente boletín proviene de los formatos establecidos en el capítulo tarifario (T3, T4, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12) y los formatos comerciales TC1 y TC2, conforme a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, para los meses de ABRIL, MAYO y JUNIO 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.
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

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato TC2. Facturación a Usuarios	<p>usuarios No Regulados (NR), filtrando por el tipo de tarifa del TC2.</p> <p>Se extrae información relacionada con número de suscriptores y consumo de energía para usuarios regulados y no regulados.</p>
Formato CS1. SAIDI y SAIFI.	<p>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.</p>
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 Esta información se encuentra integrada en los cálculos y análisis de los componentes que tienen una afectación directa.</p>
Información de XM	<p>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.</p>
Bodega O3	Número de Suscriptores

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

3. 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 ABRIL, MAYO y JUNIO de 2025.

4. 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 abril, mayo y junio 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.

5. 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 ABRIL, MAYO y JUNIO 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

ID	Empresa	MERCADO
524	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	SANTANDER
536	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	VALLE DEL CAUCA
564	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	ANTIOQUIA
597	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA
2438	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.S.P.	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA
4830 5	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	CARIBE MAR
4830 7	AIR-E S.A.S. E.S.P.	PEREIRA

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

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

Tabla 4. Medianos Comercializadores

ID	Empresa	MERCADO
500	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	BOYACÁ
502	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	CALDAS
520	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P	NARIÑO

523	EMPRESA DE ENERGÍA DE QUINDÍO S.A. E.S.P	QUINDÍO
600	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	META
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	NORTE DE SANTANDER
1014	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P	HUILA

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

ID	EMPRESA	MERCADO
1846	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P	SIBUNDOY
2016	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PUTUMAYO
2322	GENERCAUCA - VATIA	ANTIOQUIA
2371	EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO
3076	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE E.S.P.	GUAVIARE

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

ID	EMPRESA	MERCADO
3372	A.S.C. INGENIERÍA SOCIEDAD ANÓNIMA E.S.P.	NARIÑO
20437	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ANTIOQUIA
23330	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	ANTIOQUIA
27691	QI ENERGY	ANTIOQUIA
59850	ENERBIT SAS ESP	ANTIOQUIA
62071	ENEL X COLOMBIA SAS ESP	ANTIOQUIA
62371	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	ANTIOQUIA

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

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

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
Componente de Comercialización	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en \$/kWh.	Formatos SUI T7 Formato SUI T9 Formato SUI T10
Componente de Perdidas	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j	Formatos SUI T7 Formato SUI T11 Formato SUI T12 del SUI. Datos XM (flujos de energía y balance). Resolución CREG 015 de 2018 y 131 de 2020.
Componente de Restricciones	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m.	Formatos SUI T7 Formato SUI T11 del SUI. Información de XM (liquidaciones del CND).
Tarifas Aplicadas	Tarifas de las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional dando cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. C	Formato SUI T3

Fuente: Elaboración DTGE

7. 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.

8. CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN

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

Fecha	Documentos modificados	Modificaciones

9. RESUMEN EJECUTIVO

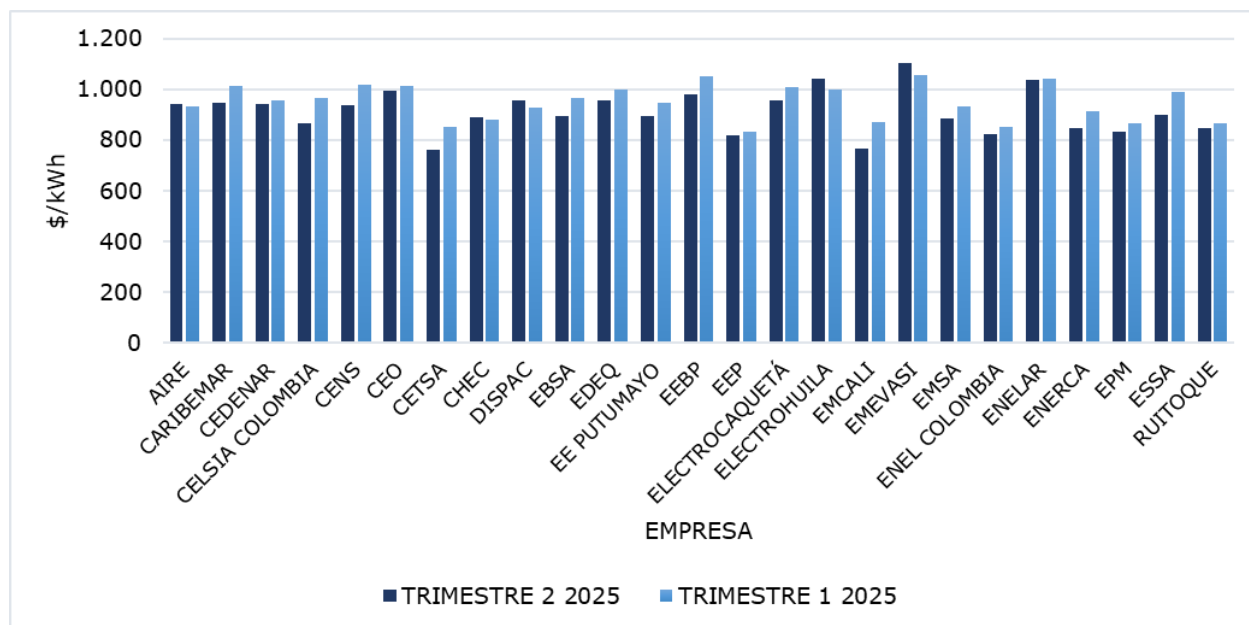
Tabla 8. Resumen General Operador de Red

	TRIMESTRE 1 2025	TRIMESTRE 2 2025
Promedio CU (\$/kWh)	898,46	914,38
CU mayor	1067,82	1056,62
CU menor	817,31	830,78

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Para el segundo trimestre de 2025 respecto al primero se evidenció un incremento en el promedio del CU de 1.77%, pasando de \$898,46/kWh a \$914,38/kWh. El valor máximo del CU disminuyó un 1.05% a \$1.056,62/kWh, mientras que el valor mínimo aumentó un 1.65% a \$830,78/kWh.

Figura 1. Promedio CU Operador de Red



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

La mayoría de los OR experimentaron una disminución en su CU, destacándose reducciones significativas en CARIBEMAR, CENS, EEBP, ENELAR y ESSA. Estos descensos reflejan mejoras en la eficiencia agregada de sus componentes tarifarios.

No obstante, algunos OR registraron aumentos, como Electrohuila y CETSA. Electrohuila se consolida como el OR con el CU más alto en el segundo trimestre, superando los 1.039 \$/kWh.

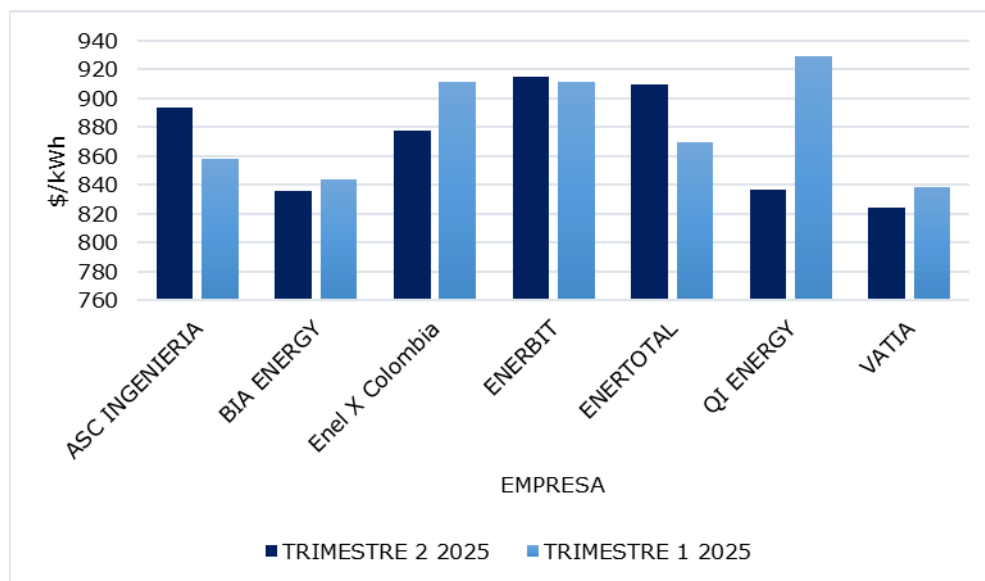
El CU mínimo del sistema mejoró, bajando de 830,78 a 761,67 \$/kWh, mientras que el máximo aumentó ligeramente. Esto indica una reducción en la brecha entre el agente más eficiente y el promedio, pero un ensanchamiento en el extremo superior, profundizando las diferencias de costo entre regiones.

Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro

	TRIMESTRE 1 2025	TRIMESTRE 2 2025
Promedio CU (\$/kWh)	873,02	883,58
CU mayor	938,12	928,78
CU menor	802,41	838,45

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Figura 2. Promedio Cu Comercializador Puro



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

Para el segmento de Comercializadores Puros, el segundo trimestre de 2025 presentó un incremento del promedio del CU de 1.21% respecto al trimestre anterior, ubicándose en \$883,58/kWh. El CU mayor reportado disminuyó ligeramente un 1.00% hasta \$928,78/kWh, y el CU menor registró un aumento del 4.49%, alcanzando un valor de \$838,45/kWh.

el Costo Unitario promedio para los Comercializadores Puros entre el primer y segundo trimestre de 2025 muestra una ligera reducción en la dispersión y movimientos mixtos entre los agentes.

El valor máximo del CU disminuyó, pasando de 928,78 a 914,39 \$/kWh, mientras que el valor mínimo también se redujo ligeramente. Esto indica una leve contracción en el rango de costos para este segmento.

Al observar a los agentes individualmente, QI Energy presentó una mejora significativa, reduciendo su CU en aproximadamente 92 \$/kWh. VATIA y Enel X Colombia también mostraron reducciones. Por otro lado, ASC Ingeniería y ENERTOTAL experimentaron aumentos en su CU, y ENERBIT mantuvo un nivel estable y elevado.

En general, el segmento de Comercializadores Puros mostró una dinámica de ajustes específicos por agente, con una tendencia hacia una menor brecha entre el costo más alto y el más bajo en el segundo trimestre.

10. 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 ABRIL 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: G _{m,i,j}	Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución	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

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
	CREG 101 002 de 2022.			<p>Precios al Productor)</p> <p>Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las condiciones del mercado</p>
Transmisión: Tm	Resolución CREG 011 de 2009	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN) (\$/kWh) para el mes m. Liquidado por LAC (Liquidación y Administración de Cuentas).	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía de las plantas generadoras hasta las redes del STR	<p>La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP).</p> <p>Varía mensualmente por las variaciones en la demanda.</p>
Distribución: Dn,m	Resolución CREG 015 de 2018	Costo por uso del Sistema de Distribución (STR) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los cargos para remunerar los define la LAC.	<p>Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR.</p> <p>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.</p>	<p>La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP).</p> <p>Varía mensualmente</p>

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
Comercialización: Cvm,i,j	Resoluciones CREG 180, modificada por la Resolución CREG 019 de 2018 y resolución CREG 191 de 2014	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista. (\$/kWh)	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones, pagos al administrador del mercado.	La actualización se realiza con el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Varía mensualmente.
Restricciones: Rm,i	Resolución CREG 119 de 2007	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. (\$/kWh)	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el STN opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.	Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la disponibilidad de los activos de transmisión. Varía mensualmente.
Pérdidas: PRn,m,i,j	Resolución CREG 119 de 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.

11. PANORAMA NACIONAL

11.1 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 2007¹.

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.

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

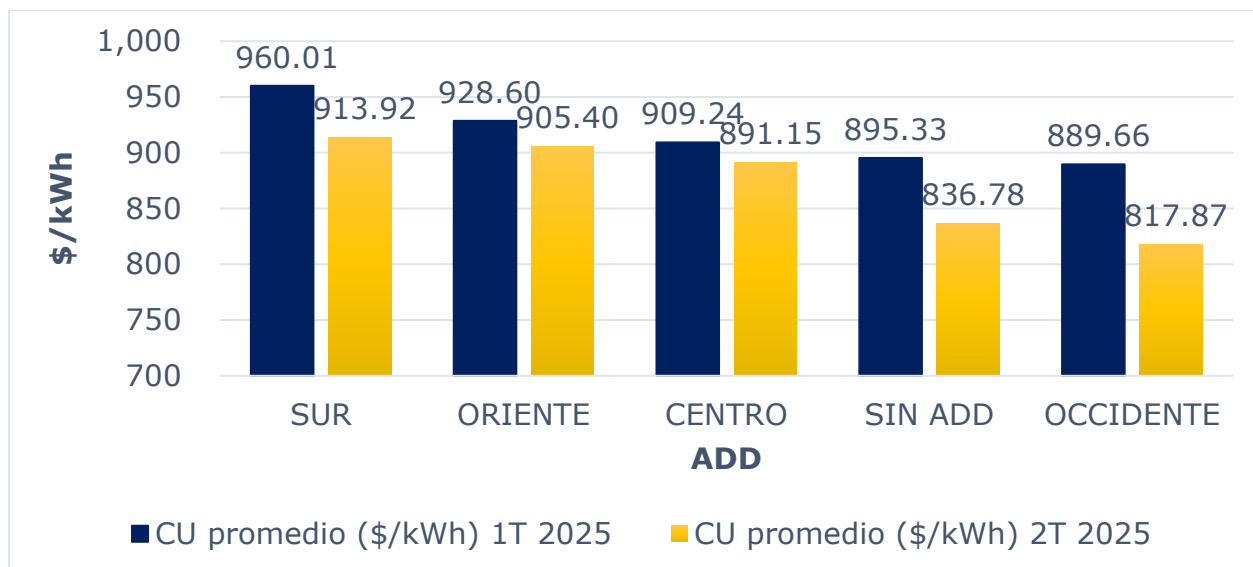
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución

ADD	CU promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
	1T 2025	2T 2025	
SUR	960,01	913,92	-4,80%
ORIENTE	928,60	905,40	-2,50%
CENTRO	909,24	891,15	-1,99%
SIN ADD	895,33	836,78	-6,54%
OCCIDENTE	889,66	817,87	-8,07%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

¹ 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.



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

El análisis del Costo Unitario (CU) promedio para el primer trimestre de 2025, desagregado por Área de Distribución (ADD), confirma la tendencia general a la baja observada a nivel de mercado.

La variación trimestral más significativa se presentó en la ADD Occidente, con una reducción del -8.07%, seguida de la categoría Sin ADD con una disminución del -6.54%. Las ADD Sur y Oriente presentaron variaciones moderadas de -4.80% y -2.50% respectivamente, mientras que la ADD Centro registró la reducción más leve del periodo con -1.99%.

Este comportamiento diferenciado entre las ADD refleja el impacto conjunto de las variaciones en los componentes del CU (Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Pérdidas y Restricciones) específicas de cada área, de acuerdo con su estructura de costos reconocidos, la exposición a precios de bolsa y la eficiencia en la gestión contractual de los comercializadores que las integran.

Las variaciones por mercado se relacionan a continuación:

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

ADD	MERCADO	TRIMESTRE 1 2025	TRIMESTRE 2 2025	% VARIACION 1T Vs 4t
CENTRO	ANTIOQUIA	918,85	859,71	-6,44%
	CALDAS	880,04	894,86	1,68%
	NORTE DE SANTANDER	945,43	895,89	-5,24%
	PEREIRA	840,73	847,59	0,82%
	QUINDÍO	928,97	902,14	-2,89%
	RUITOQUE	932,06	949,15	1,83%

	SANTANDER	934,79	892,64	-4,51%
OCCIDENTE	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	836,32	735,07	-12,11%
	CARTAGO	848,79	824,81	-2,82%
	CAUCA	1.013,86	991,49	-2,21%
	NARIÑO	956,80	939,92	-1,76%
	TULUÁ	929,37	795,35	-14,42%
	VALLE DEL CAUCA	882,12	828,87	-6,04%
ORIENTE	ARAUCA	1.043,41	1.038,75	-0,45%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	839,33	823,15	-1,93%
	BOYACÁ	965,16	892,89	-7,49%
	HUILA	999,85	1.039,56	3,97%
	TOLIMA	943,65	913,20	-3,23%
SIN ADD	CARIBE MAR	945,80	868,59	-8,16%
	CARIBE SOL	832,76	761,84	-8,52%
	CHOCÓ	928,16	956,30	3,03%
SUR	BAJO PUTUMAYO	1.048,43	980,13	-6,51%
	CAQUETÁ	1.007,82	957,35	-5,01%
	CASANARE	910,77	845,58	-7,16%
	META	874,45	833,55	-4,68%
	PUTUMAYO	947,50	896,20	-5,41%
	SIBUNDOY	1.056,62	1.104,64	4,54%
Total general		898,46	914,38	1,77%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Durante el primer trimestre de 2025, el Costo Unitario promedio general del Nivel de Tensión 1 registró un incremento del 1,77% respecto al primer trimestre de 2025, alcanzando 914,38 \$/kWh.

Este comportamiento agregado estuvo marcado por tendencias diversas a nivel de mercados dentro de cada Área de Distribución (ADD):

- En la ADD Sur, el mercado de Sibundoy presentó el mayor incremento (4,54%), mientras que los mercados de Bajo Putumayo (-6,51%) y Casanare (-7,16%) registraron las mayores reducciones.
- En la ADD Occidente, los mercados de Tuluá (-14,42%) y Cali - Yumbo - Puerto Tejada (-12,11%) reportaron disminuciones significativas en su CU.
- En la ADD Centro, la mayoría de mercados mostraron reducciones, con excepción de incrementos moderados en Caldas (1,68%) y Ruitoque (1,83%).
- En la ADD Oriente, se destacó un incremento en el CU del mercado de Huila (3,97%).
- En el segmento Sin ADD, los mercados de Caribe Sol (-8,52%) y Caribe Mar (-8,16%) presentaron reducciones notorias, contrastando con un aumento en Chocó (3,03%).

Este análisis evidencia la heterogeneidad en el comportamiento tarifario entre mercados, donde las dinámicas locales de los componentes del CU (especialmente Generación y Distribución) influyeron en los resultados finales.

Teniendo en cuenta lo anterior, se identificó que los siguientes mercados reportaron el Costo Unitario (representado en \$/kWh) más alto del segundo trimestre de 2025;

Tabla 14. Mercados con mayor Costo Unitario promedio

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación % respecto al promedio general
SIBUNDOY	1.104,64	865,5594378	28%
BAJO PUTUMAYO	956,30		10%
ARAUCA	921,65		6%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

Tabla 15. Mercados con menor Costo Unitario

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación % respecto al promedio general
CASANARE	830,36	865,5594378	-4%
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	792,94		-8%
CARIBE SOL	745,89		-14%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

12. ANÁLISIS POR COMPONENTE

12.1 Generación (G)

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

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

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

Se usó esta segmentación a partir de las siguientes consideraciones:

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

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

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

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

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

Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1

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

Fuente: Formato SUI T7, Cálculos DTGE 2025

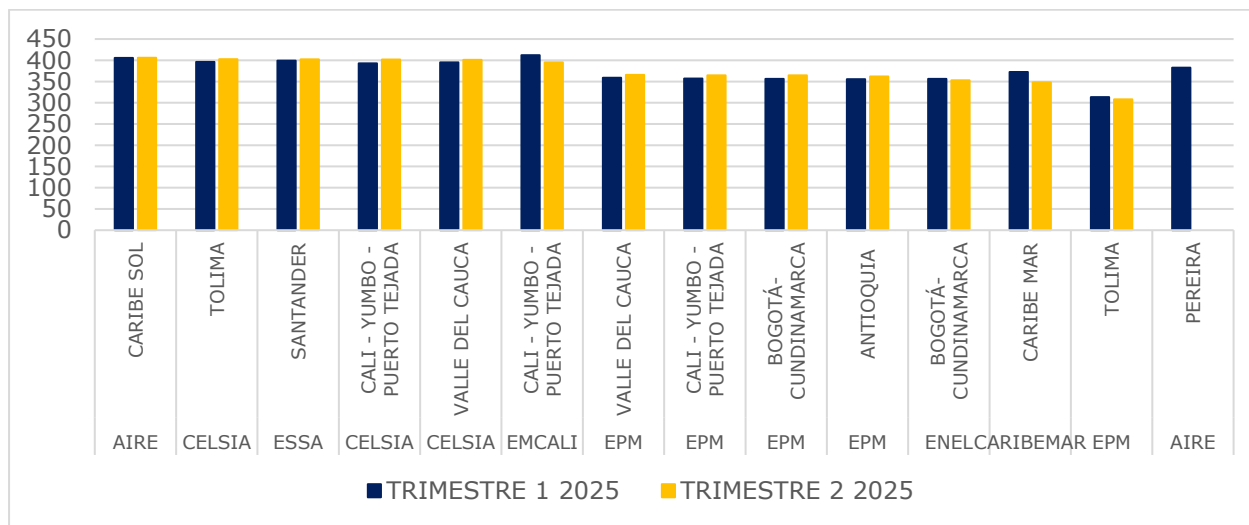
Para el segundo trimestre de 2025, el componente de Generación (G) del Grupo 1 (grandes comercializadores) presentó un comportamiento mixto, con un promedio para el grupo de 374,96 \$/kWh y una variación agregada mínima de -0,06% respecto al primer trimestre.

Se observan dos tendencias principales:

1. **Aumentos Moderados:** La mayoría de los mercados registraron incrementos en el costo de generación, generalmente por debajo del 2.3%. Los mayores aumentos se dieron en los mercados de Cali - Yumbo - Puerto Tejada atendidos por Celsia (2.29%) y EPM (2.20%), y en Bogotá-Cundinamarca (EPM) con 2.27%. Este comportamiento puede asociarse a ajustes en los precios de los contratos bilaterales o variaciones en la exposición al precio de bolsa.
2. **Reducciones Significativas:** Se destacan las disminuciones en el mercado Caribe Mar (Afinia) con -6,56% y en Cali - Yumbo - Puerto Tejada (EMCALI) con -4,06%. Para el caso de Caribe Mar, esta reducción continúa una tendencia observada en el trimestre anterior y podría reflejar una recomposición favorable de su portafolio de compras de energía. El mercado atendido por EPM en Tolima también presentó una reducción (-1,68%).

Durante el periodo, el costo de generación más alto del grupo lo reportó Air-e en el mercado Caribe Sol (405,95 \$/kWh), mientras que el menor costo lo registró EPM en el mercado Tolima (308,20 \$/kWh). Estas diferencias estructurales evidencian las distintas estrategias y eficiencias en la gestión de compra de energía entre los grandes comercializadores.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

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

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

Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2

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

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

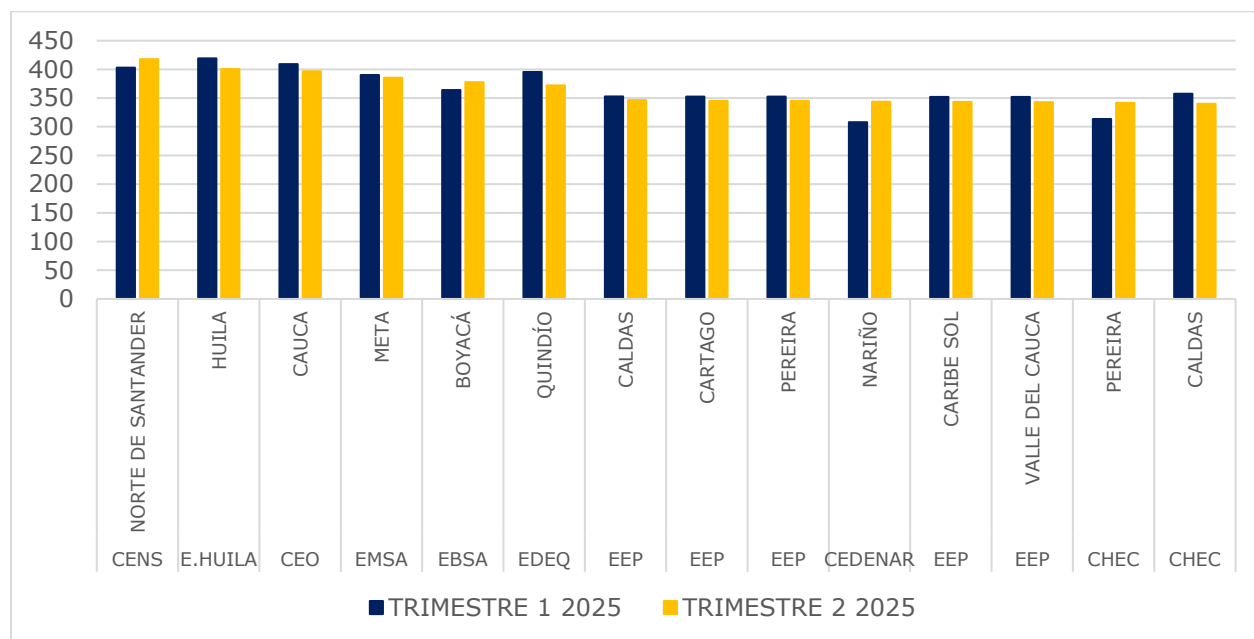
El componente de Generación para el Grupo 2 de comercializadores, correspondiente al segundo trimestre de 2025, presentó un comportamiento mixto con una ligera tendencia a la baja en su promedio, el cual se ubicó en 364,12 \$/kWh, lo que representa una reducción del 0,46% frente al trimestre anterior. Este resultado agregado enmascara dinámicas contrastantes a nivel de los mercados individuales.

Se observó una reducción generalizada en la mayoría de los mercados, donde destacan las disminuciones en Quindío atendido por EDEQ, Cauca por CEO y Huila por Electrohuila. Estos descensos sugieren que, para este periodo, varios comercializadores medianos lograron una gestión eficiente de sus compras de energía, posiblemente a través de una favorable recomposición de contratos bilaterales o una menor exposición a precios altos en el mercado spot.

No obstante, se registraron incrementos aislados pero significativos. El mercado de Nariño, atendido por CEDENAR, mostró un aumento considerable en su costo de generación. De igual forma, los mercados de Norte de Santander y Boyacá, atendidos por CENS y EBSA respectivamente, presentaron aumentos moderados. Estas alzas pueden atribuirse a variaciones específicas en las condiciones de compra de cada agente, como el vencimiento o renegociación de contratos en condiciones menos favorables, o una mayor dependencia de compras en bolsa durante horarios de precios elevados.

En cuanto al rango de costos, la dispersión entre el valor más alto, reportado por CENS en Norte de Santander, y el más bajo, registrado por CHEC en Caldas, evidencia las diferencias estructurales y regionales inherentes al costo de la energía, así como los distintos niveles de eficiencia y poder de negociación entre los comercializadores del grupo. Este comportamiento diferenciado impacta directamente en la formación del Costo Unitario final que enfrentan los usuarios en cada uno de estos mercados.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

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

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

Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3

EMPRESA	MERCADO	1T 2025 Componente G (\$/kWh)	2T 2025 Componente G (\$/kWh)	Variación trimestral (%)
ENELAR	ARAUCA	471,14	435,14	ENELAR
E.CAQUETÁ	CAQUETÁ	435,80	417,33	E.CAQUETÁ
DISPAC	CHOCÓ	425,02	406,18	DISPAC
ENERCA	CASANARE	325,48	390,85	ENERCA
CETSA	TOLIMA	360,89	356,05	CETSA
CETSA	VALLE DEL CAUCA	359,55	355,17	CETSA
CETSA	TULUÁ	356,91	353,45	CETSA

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

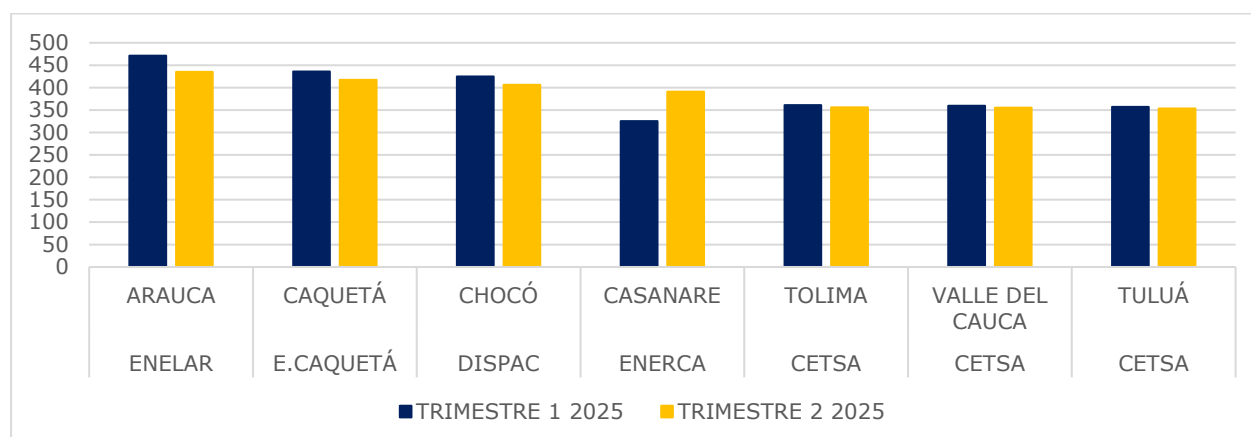
El componente de Generación para el Grupo 3 de comercializadores, correspondiente al segundo trimestre de 2025, presentó un comportamiento heterogéneo con una ligera tendencia a la baja en su promedio agregado, el cual se situó en 387,74 \$/kWh, lo que implica una reducción del 0,75% en comparación con el primer trimestre.

Se observan dos tendencias claramente diferenciadas entre los mercados que conforman este grupo. Por un lado, los mercados de Arauca (ENELAR), Caquetá (Electrocaquetá) y Chocó (DISPAC) registraron disminuciones notorias en sus costos de generación. Estas reducciones podrían estar asociadas a una mejora en las condiciones de compra de energía, ya sea por una gestión más eficiente de los contratos bilaterales o por una menor exposición al mercado spot durante el periodo analizado.

Por otro lado, el mercado de Casanare (ENERCA) presentó un incremento significativo en su costo de generación, que contrasta marcadamente con la tendencia general del grupo. Este aumento sustancial podría atribuirse a factores específicos del mercado, como variaciones desfavorables en los precios de los contratos bilaterales que sustentan su suministro, un mayor recurso a compras en bolsa en momentos de precios elevados, o el uso de otros mecanismos de compra cuyos costos se incrementaron durante el trimestre.

Finalmente, los mercados atendidos por CETSA (Tolima, Valle del Cauca y Tuluá) mostraron una leve disminución, manteniendo una relativa estabilidad y alineándose con la tendencia general a la baja del grupo. En cuanto al rango de costos, ENELAR en Arauca reportó el valor más alto, mientras que CETSA en Tuluá registró el menor costo de generación del grupo, evidenciando las disparidades regionales y operativas que caracterizan a los comercializadores de menor escala.

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



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

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

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

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

Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4

TIPO	SIGLA	NOMBRE_MERCADO	TRIMESTRE 1 2025	TRIMESTRE 2 2025	TIPO
C-OR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	456,23	528,41	C-OR
	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	402,34	425,11	C-OR
	EMEVASI	SIBUNDOY	444,11	419,45	C-OR
	RUITOQUE	RUITOQUE	397,48	386,72	C-OR
C-PURO	QI ENERGY	Varios	473,43	452,95	C-PURO
	Enel X Colombia	Varios	413,11	435,29	C-PURO
	ASC INGENIERIA	Varios	406,44	416,16	C-PURO
	ENERTOTAL	Varios	403,26	401,81	C-PURO
	ENERBIT	Varios	399,25	387,30	C-PURO
	BIA ENERGY	Varios	351,79	360,86	C-PURO
	VATIA	Varios	391,38	356,65	C-PURO

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

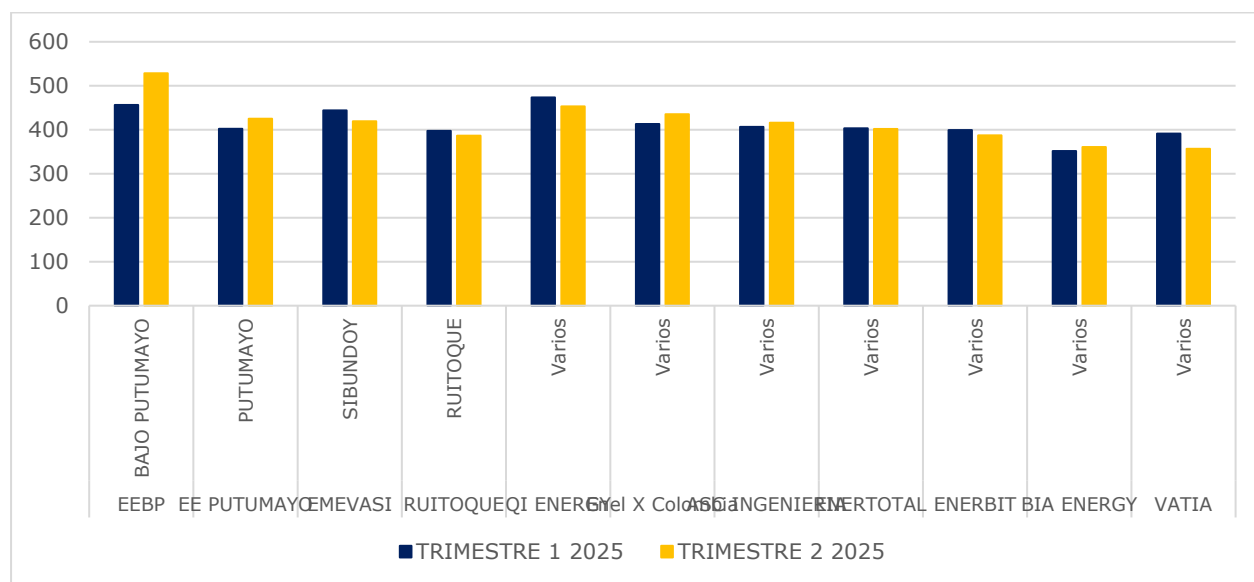
El componente de Generación para el Grupo 4, conformado por Operadores de Red y Comercializadores Puros de menor escala, presentó en el segundo trimestre de 2025 un comportamiento diverso entre sus dos categorías. El promedio general del grupo registró una disminución del 1,21% respecto al trimestre anterior, situándose en 402,12 \$/kWh.

Entre los Operadores de Red (C-OR), se observaron movimientos contrastantes. Los mercados de Bajo Putumayo (EEBP) y Putumayo (EE Putumayo) experimentaron incrementos significativos en su costo de generación. En particular, el aumento en Bajo Putumayo es considerable. Por el contrario, los mercados de Sibundoy (EMEVASI) y Ruitoque mostraron reducciones en sus costos, lo que sugiere una gestión más favorable o condiciones de mercado distintas para estos agentes.

En el segmento de los Comercializadores Puros (C-PURO), la tendencia fue mayoritariamente a la baja, aunque con excepciones. La mayoría de los agentes, como QI Energy, ENERBIT, ENERTOTAL y VATIA, registraron disminuciones en sus costos de generación. No obstante, se destacan los incrementos presentados por Enel X Colombia y, en menor medida, por ASC Ingeniería y BIA Energy, lo que refleja la inherente volatilidad y exposición a las condiciones del mercado que pueden enfrentar estos agentes de menor tamaño y posiblemente con un portafolio de cobertura contractual menos diversificado.

Esta variabilidad dentro del Grupo 4 subraya los desafíos particulares que enfrentan los agentes más pequeños, cuya escala puede limitar su capacidad de negociación y diversificación del riesgo, haciendo sus costos de generación más susceptibles a fluctuaciones específicas del mercado o a cambios en sus estrategias individuales de abastecimiento.

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 ABRIL, MAYO y JUNIO 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.

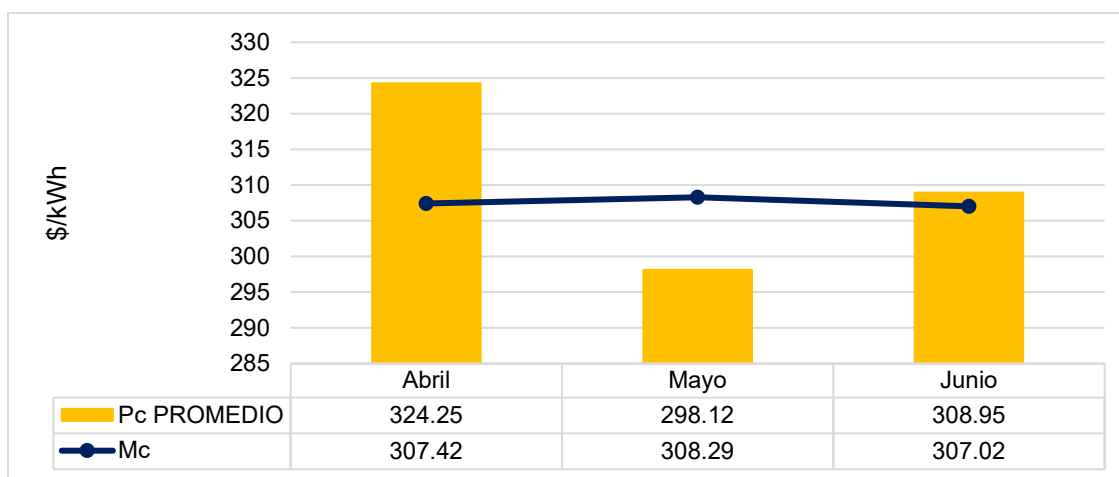
Las variables analizadas se definen así:

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.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Durante el primer trimestre de 2025, el análisis del comportamiento de los precios de los contratos bilaterales revela una dinámica de mercado donde el costo promedio de compra de los comercializadores (Pc) superó ligeramente el precio de oportunidad del mercado (Mc).

En términos generales, el Costo Promedio ponderado por energía de las compras propias (Pc) se ubicó en 310,44 \$/kWh, mientras que el Costo Promedio ponderado de todos los contratos del mercado mayorista (Mc) fue de 307,58 \$/kWh. Esto resultó en que el Pc se mantuviera, en promedio, un 0,93% por encima del Mc para el periodo.

Al desagregar por meses, se observa que esta relación fue variable:

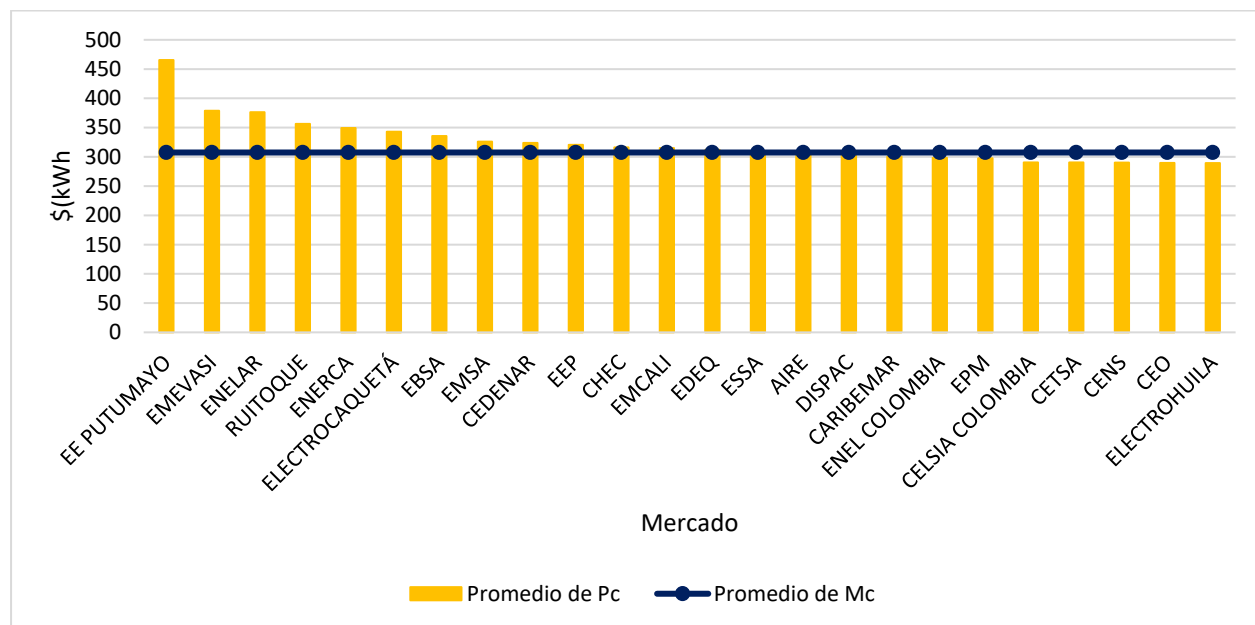
- En abril, el Pc (324,25 \$/kWh) se situó significativamente por encima del Mc (307,42 \$/kWh).

- En mayo, la situación se revirtió, con un Pc (298,12 \$/kWh) por debajo del Mc (308,29 \$/kWh), lo que indicaría una mayor eficiencia relativa en las compras contractuales para ese mes.
- En junio, ambas variables convergieron, mostrando valores muy similares (Pc: 308,95 \$/kWh, Mc: 307,02 \$/kWh).

Este comportamiento trimestral, donde el Pc supera al Mc en el promedio, sugiere que, en conjunto, los comercializadores asumieron costos de energía mediante contratos bilaterales ligeramente superiores al costo de oportunidad que habrían tenido comprando al precio promedio del mercado. Esto puede reflejar una estrategia de cobertura frente a la volatilidad del mercado spot, aun cuando implique un costo marginalmente mayor en el corto plazo, o puede indicar diferencias en la estructura temporal y horaria de las compras realizadas por los agentes frente al promedio del mercado.

A continuación, se presenta el análisis para cada los meses de ABRIL, MAYO y JUNIO de 2025 por agente:

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Análisis Comparativo Pc vs. Mc – ABRIL 2025

Para el mes de abril de 2025, el análisis comparativo entre el costo de compra promedio de cada agente (Pc) y el precio de mercado de referencia (Mc) revela una marcada divergencia en la eficiencia de las adquisiciones de energía entre los diferentes comercializadores.

Se identifican dos grupos claramente diferenciados:

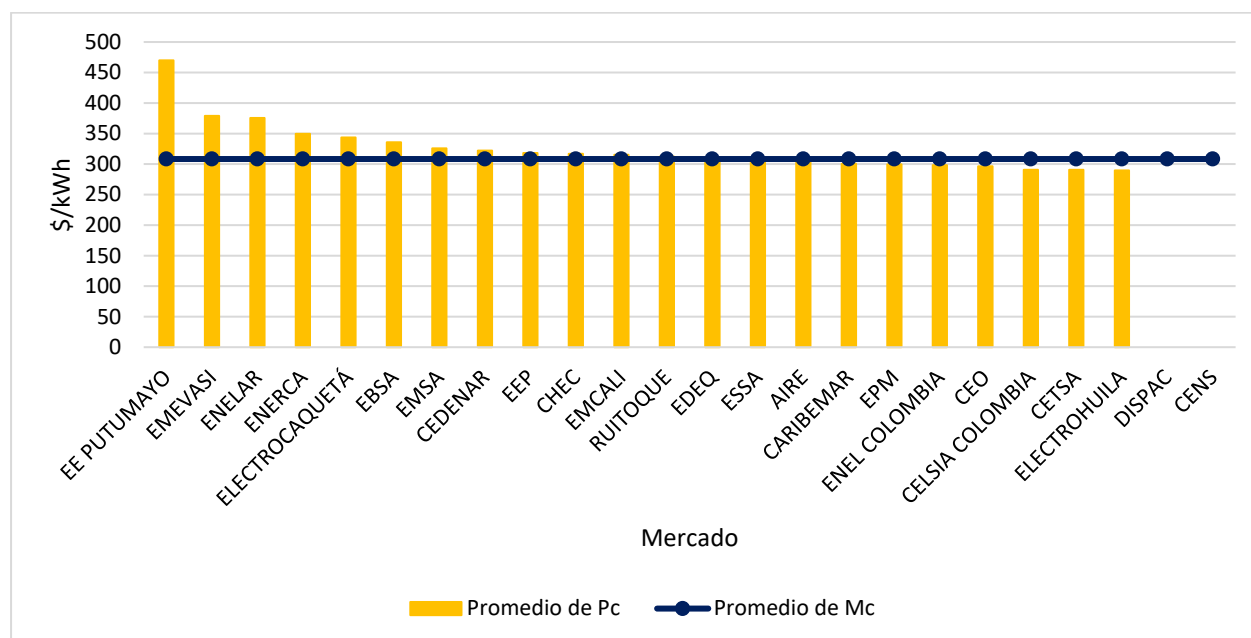
Agentes con Pc superior al Mc: Un conjunto de comercializadores, principalmente de menor escala u operadores en mercados regionales, registraron costos de compra (Pc) significativamente por encima del promedio del mercado (Mc). Destacan casos como EE

Putumayo, EMEVASI, ENELAR, Ruitoque y ENERCA, cuyos valores de Pc superaron el Mc en montos que van desde aproximadamente 42 hasta 158 \$/kWh. Esta situación sugiere que estos agentes asumieron costos de energía mediante contratos bilaterales sustancialmente más altos que el costo de oportunidad del mercado, lo que podría reflejar limitaciones en su poder de negociación, una dependencia de contratos en condiciones menos favorables, o una estrategia de cobertura que prioriza la seguridad del suministro sobre el costo inmediato.

Agentes con Pc inferior al Mc: Por otro lado, un grupo de comercializadores, que incluye a varios de los grandes agentes nacionales y algunos medianos, lograron precios de compra (Pc) por debajo del promedio de mercado (Mc). Este grupo está conformado por agentes como Celsia Colombia, CETSA, CENS, CEO, Electrohuila, EPM, Enel Colombia y Afinia (Caribemar), entre otros. La capacidad de estos agentes para adquirir energía a un costo menor al del mercado indica ventajas competitivas, posiblemente derivadas de un mayor poder de negociación, portafolios de contratos diversificados y gestionados con mayor eficiencia, o una exposición estratégicamente menor a la bolsa en momentos de precios elevados.

Esta dispersión en los resultados de Pc evidencia las diferencias estructurales y de gestión en la adquisición de energía entre los agentes del mercado regulado, las cuales tienen un impacto directo en la formación del componente de Generación y, consecuentemente, en el Costo Unitario final que enfrentan los usuarios en cada mercado.

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Análisis Comparativo Pc vs. Mc – MAYO 2025

Durante el mes de mayo de 2025, la dinámica de eficiencia en las compras de energía se mantuvo con características similares a las observadas en abril, aunque con algunas variaciones en los agentes que componen cada grupo.

Agentes con Pc superior al Mc: Se mantuvo un núcleo de comercializadores cuyos costos de compra propios (Pc) continuaron por encima del precio de mercado de referencia (Mc). EE Putumayo, EMEVASI, ENELAR, ENERCA y Electrocaquetá lideran nuevamente esta lista, con

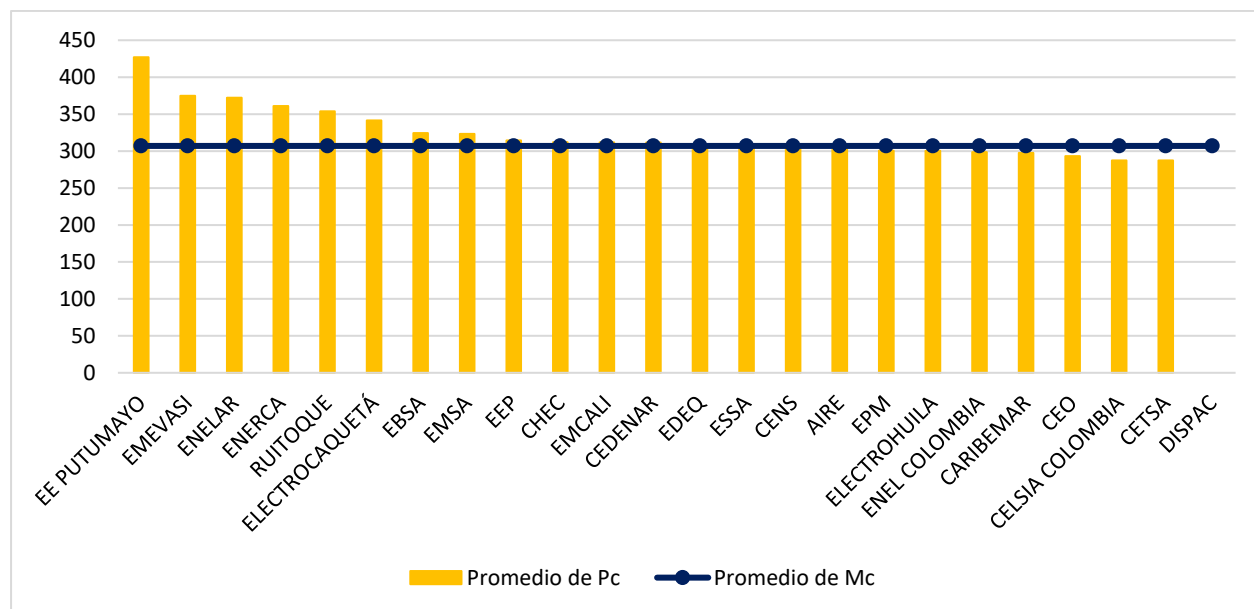
diferencias ($P_c - M_c$) que superan los 35 \$/kWh, siendo el caso de EE Putumayo el más destacado. Agentes como EBSA, EMSA, CEDENAR, EEP, CHEC, EMCALI, Ruitoque, EDEQ y ESSA también presentaron un P_c superior al M_c , aunque con márgenes generalmente más reducidos. Este patrón consolida la observación de que ciertos mercados y agentes enfrentan condiciones estructurales o contractuales que les impiden acceder a precios de energía alineados con el promedio del mercado mayorista.

Agentes con P_c inferior al M_c : Por otro lado, el grupo de agentes que lograron precios de compra por debajo del M_c se mantuvo, demostrando una gestión eficiente de su portafolio. Celsia Colombia, CETSA, Electrohuila, CEO, Enel Colombia, EPM y Afinia (Caribemar) registraron nuevamente valores de P_c inferiores al M_c , con diferencias que rondan los -10 a -19 \$/kWh. Air-e también se ubicó en este grupo. La consistencia de estos agentes en lograr costos por debajo del promedio de mercado refleja ventajas competitivas sostenidas.

Casos Atípicos: Se registra una novedad significativa para los meses de CENS y DISPAC, quienes reportaron un valor de P_c de 0,00 \$/kWh. Este valor atípico, que genera una diferencia negativa extrema frente al M_c , probablemente se debe a una anomalía en el reporte de información o a una situación excepcional en su liquidación de compras para ese mes, y no representa un costo real de generación nulo. Este dato requiere validación frente a las fuentes oficiales de información (SUI, XM) para su correcta interpretación.

En síntesis, mayo de 2025 reforzó la brecha existente entre agentes según su capacidad para gestionar eficientemente el costo de su energía, manteniendo a un mismo conjunto de comercializadores en posiciones consistentemente ventajosas o desventajosas frente al precio de referencia del mercado.

Figura 11. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (P_c) Vs. (M_c) – JUNIO 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Análisis Comparativo P_c vs. M_c – JUNIO 2025

En junio de 2025, se mantuvo la tendencia observada en los meses previos, aunque con una ligera reducción en la magnitud de las diferencias para algunos agentes. El patrón general de

eficiencia en las compras de energía continúa dividiendo a los comercializadores en dos grupos definidos.

Agentes con P_c superior al M_c : El conjunto de agentes que registran costos de compra por encima del precio de mercado de referencia se mantuvo, liderado una vez más por EE Putumayo, EMEVASI, ENELAR, ENERCA y Ruitoque. Si bien las brechas ($P_c - M_c$) se mantienen significativas, se observa una reducción en el caso más extremo (EE Putumayo) en comparación con mayo. Agentes como Electrocaquetá, EBSA, EMSA, EEP, CHEC, EMCALI y CEDENAR continuaron en este grupo, con márgenes positivos que van desde los 4,71 hasta los 34,55 \$/kWh. EDEQ y ESSA presentaron valores de P_c prácticamente equivalentes al M_c , indicando una eficiencia neutra para el mes.

Agentes con P_c inferior al M_c : El grupo de agentes que lograron precios de compra por debajo del promedio del mercado mayorista demostró nuevamente su eficiencia. Celsia Colombia, CETSA, CEO, Electrohuila, Enel Colombia, Afinia (Caribemar), EPM y Air-e registraron valores de P_c inferiores al M_c , con diferencias que oscilan entre -4,95 y -19,61 \$/kWh. La consistencia de estos agentes a lo largo del trimestre subraya sus ventajas competitivas estructurales en la gestión del portafolio de compras.

Caso por Validar: Similar al mes anterior, DISPAC reportó un valor de P_c de 0,00 \$/kWh, lo que resulta en una diferencia atípica y extrema. Este dato requiere una revisión y validación específica, ya que no corresponde a un comportamiento de mercado plausible y probablemente se deba a un error en el reporte o a una circunstancia excepcional no representativa del costo real de generación

En resumen, junio de 2025 cierra el primer trimestre consolidando la brecha de eficiencia entre los comercializadores. Mientras un grupo persistió en asumir costos superiores al precio de oportunidad del mercado, otro grupo mantuvo de manera consistente una gestión de compras que resultó en costos inferiores, impactando directamente en la competitividad de sus respectivos componentes de Generación.

Ahora bien, teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el primer segundo de 2025, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 76,76%, - 4,13% por debajo del primer 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:

$$G_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Q_{c_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}} + A_{J_{m,i}}$$

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:

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

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

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

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

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

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

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

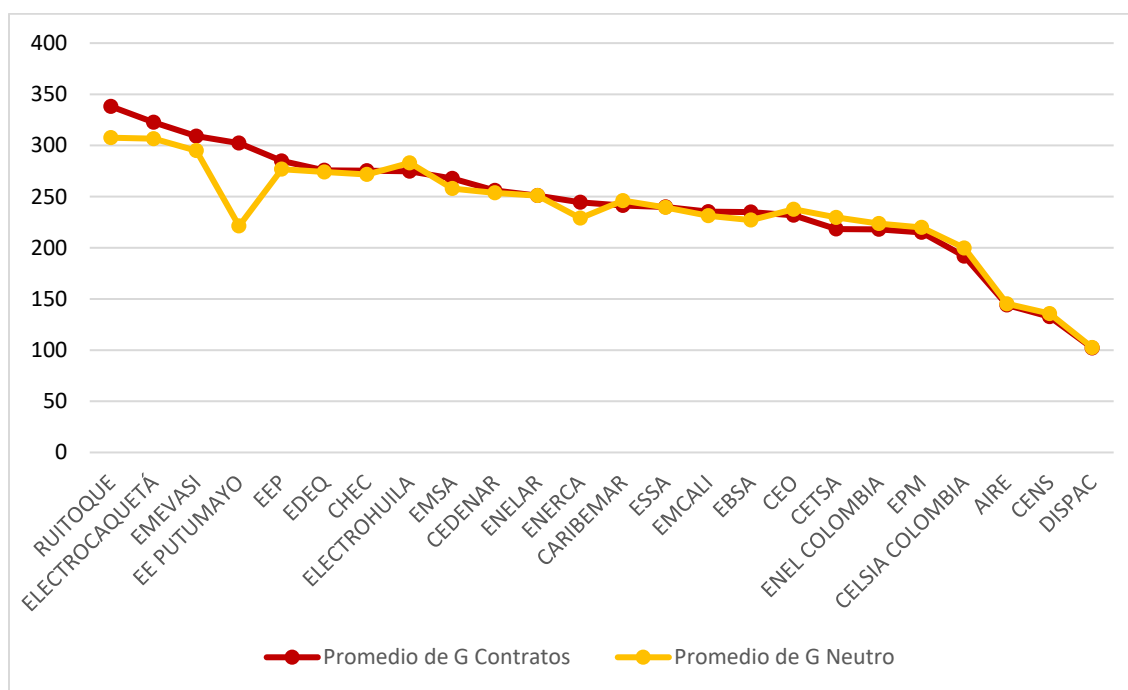
$A_{J_{m,i}}$	Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), del comercializador i para el mes m , calculado conforme al Anexo 1 de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
$C_{1,m-1,i}$	Energía cubierta mediante contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.
$C_{2,m-1,i}$	Energía mensual cubierta mediante los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador i en el mes $m-1$.

$C_{l,m-1,i}$:	Energía cubierta mediante compras realizadas en el mecanismo de comercialización autorizado I, 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 <u>35</u> 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 <u>34</u> 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 <u>174</u> 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 <u>130</u> 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 <u>119</u> de 2007 y el Anexo 2 de la Resolución CREG <u>174</u> de 2021 o aquellas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.
$Pc_{m-1,i}$:	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 <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes m-1, con destino al mercado regulado.

$P_{l,m-1,i}$:	Precio de la energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de las compras propias del comercializador i a través 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 ABRIL 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 2T 2025



Fuente: Formato SUI T9 – Cálculos DTGE 2025

El análisis del comportamiento de G Contratos frente a G Neutro para el segundo trimestre de 2025 muestra diferencias notables en la eficiencia de la gestión contractual entre los comercializadores.

Se observa que un grupo de agentes, entre los que destacan EE Putumayo, Ruitoque y ENERCA, presentan un costo de generación por contratos significativamente superior al costo neutral de referencia. Esto indica que las condiciones de sus contratos bilaterales son menos favorables que el promedio del mercado, lo que se traduce en un mayor componente de Generación trasladado a sus usuarios.

Por otro lado, un conjunto de comercializadores, que incluye a Air-e, Celsia Colombia, Enel Colombia y EPM, lograron que su costo por contratos fuera igual o inferior al escenario neutral. Este resultado demuestra una gestión eficiente de su portafolio de compras, obteniendo condiciones contractuales alineadas o incluso más ventajosas que el precio de oportunidad del mercado, lo que beneficia el Costo Unitario final.

La comparación evidencia cómo la capacidad de negociación y la estrategia de cobertura de cada agente generan impactos directos y dispares en la formación del componente de Generación, a pesar de existir un marco regulatorio común que define un costo máximo de referencia.

Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores

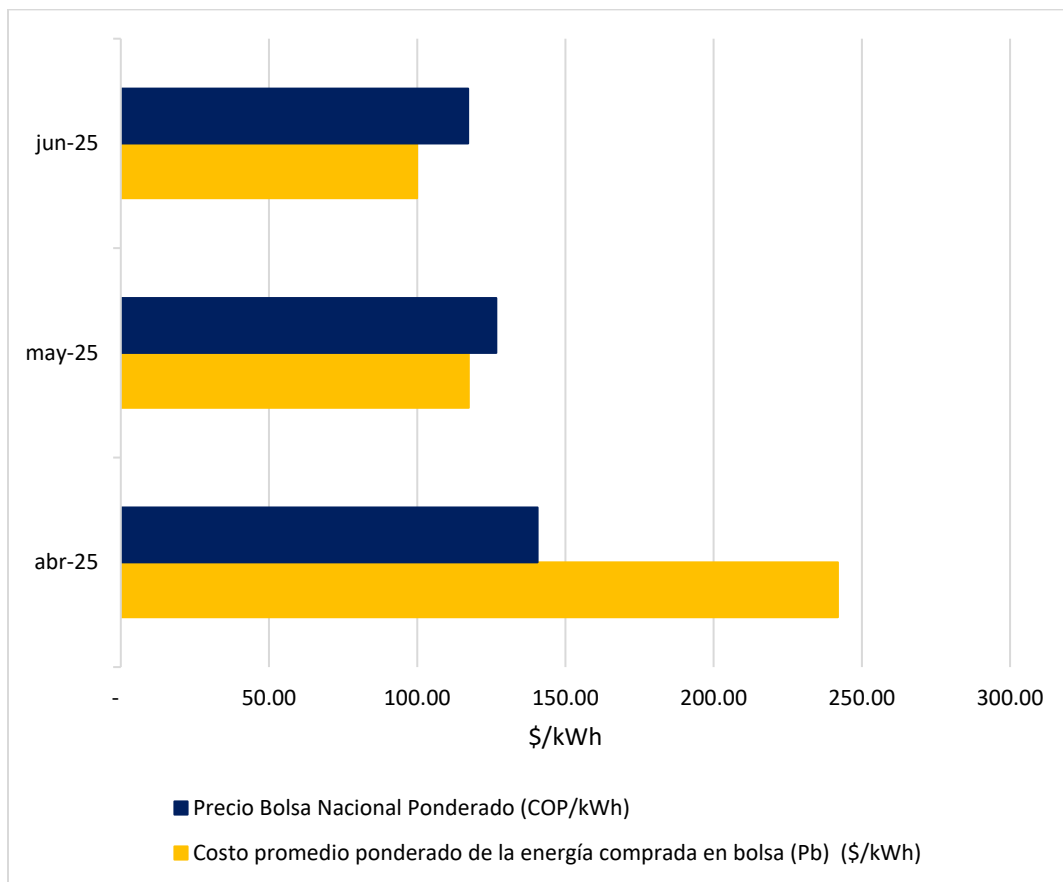
A comparar el Precio de Bolsa Nacional ponderado reportado por XM con el Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh) calculado a partir de la información reportada por los prestadores en el SUI, se identifica el siguiente comportamiento:

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)
abr-25	241,91	140,63
may-25	117,40	126,70
jun-25	99,97	117,20

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 comparación entre el costo promedio ponderado que los comercializadores efectivamente pagan por la energía adquirida en bolsa (Pb) y el Precio de Bolsa Nacional Ponderado, que actúa como referencia del mercado, revela dinámicas operativas y de gestión del riesgo con implicaciones directas en el componente de Generación para el segundo trimestre de 2025.

En el mes de abril, el Pb de los agentes superó considerablemente el precio nacional de referencia. Está marcada divergencia sugiere, desde el punto de vista normativo establecido en el Mercado de Energía Mayorista, que una proporción significativa de las compras en bolsa se concretó durante franjas horarias de precios particularmente elevados. Asimismo, podría indicar la presencia de rezagos operativos o en la liquidación de contratos que impidieron a los comercializadores beneficiarse del promedio de mercado, reflejando una exposición desfavorable al mercado spot en ese periodo.

Los meses de mayo y junio presentaron una dinámica inversa y favorable, donde el costo promedio de las compras en bolsa (Pb) se situó por debajo del precio de referencia nacional. Este resultado demuestra una gestión más eficiente por parte de los agentes, logrando adquirir energía en el mercado de corto plazo a un costo inferior al promedio del sistema. Este comportamiento puede atribuirse a una estrategia exitosa de compra en horarios de precios bajos o a una menor dependencia general de la bolsa gracias a una cobertura contractual más robusta.

Considerando el marco de la Resolución CREG 119 de 2007 sobre la gestión del riesgo, la volatilidad observada en el Pb a lo largo del trimestre —con un mes de costo muy superior y dos de costo inferior al benchmark— subraya la importancia crítica de una estrategia de cobertura contractual adecuada. La exposición variable y potencialmente elevada a la bolsa, sin la debida protección, incrementa la volatilidad del costo de generación y, en consecuencia, la incertidumbre en el costo final trasladable a los usuarios regulados. La capacidad de los comercializadores para gestionar este riesgo y optimizar sus compras en bolsa es un factor determinante en la estabilidad y eficiencia del componente de Generación.

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

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

Este análisis se sustenta en los cálculos hechos a partir de la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) por los Operadores de Red (OR), y constituye un insumo para comprender las variaciones observadas en los costos del componente de generación y su impacto sobre los precios de prestación del servicio. Las variables, definidas en la Resolución 119 de 2007² calculadas y analizadas son:

- Qc: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes m-1.
- Qb: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes m-1, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

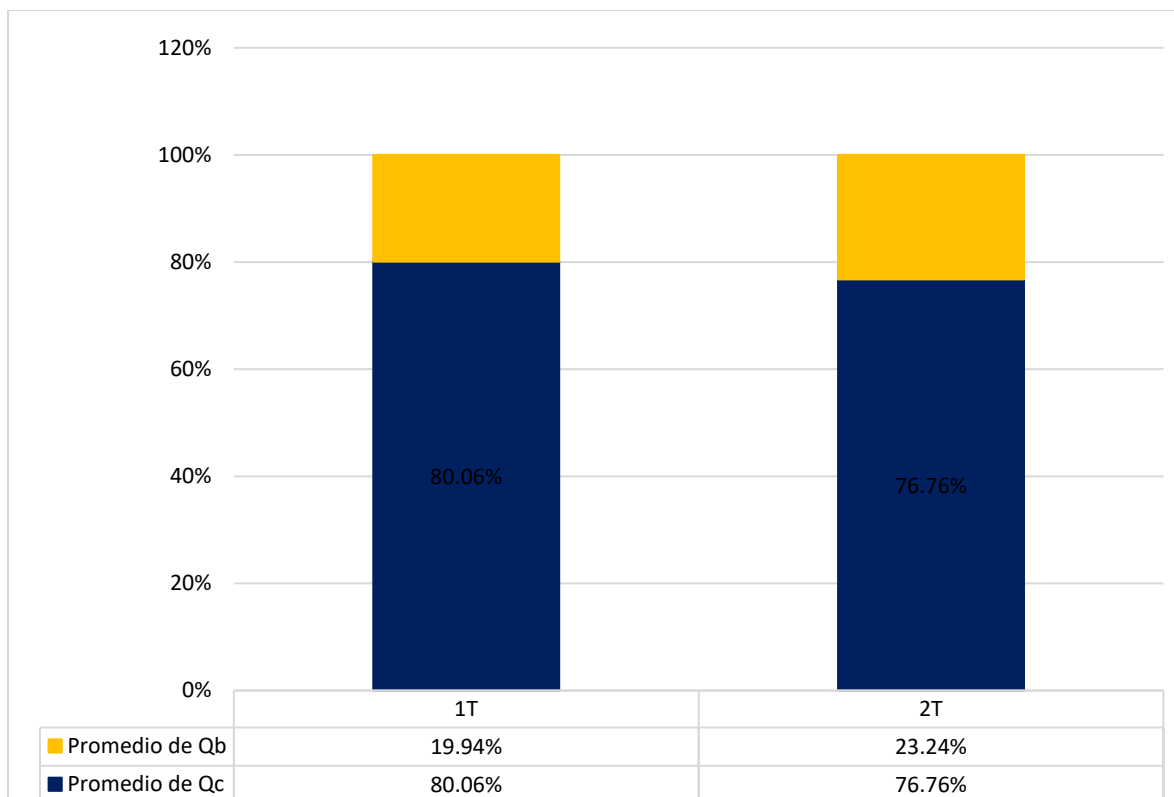
Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb

Trimestre	Promedio de Qc	Promedio de Qb
1T	80,06%	19,94%
2T	76,76%	23,24%

Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Figura 14. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa

² 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.



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

El análisis de la fracción de demanda comercial atendida mediante contratos (Qc) y compras en bolsa (Qb) para el segundo trimestre de 2025 muestra un cambio en la estrategia de cobertura de los comercializadores.

Durante este periodo, el porcentaje promedio de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) disminuyó al 76,76%, lo que representa una reducción de aproximadamente 3.3 puntos porcentuales respecto al trimestre anterior. De manera complementaria, la fracción de demanda atendida mediante compras en el mercado spot (Qb) aumentó al 23,24%.

Este incremento en la exposición a bolsa sugiere que, en conjunto, los comercializadores dependieron en mayor medida del mercado de corto plazo para satisfacer la demanda regulada durante el segundo trimestre. Desde la perspectiva de la gestión del riesgo definida en el marco regulatorio, un mayor nivel de Qb introduce una mayor volatilidad potencial al componente de Generación, ya que el costo de esta energía queda sujeto a las condiciones horarias del mercado spot. Este comportamiento puede responder a variaciones en la disponibilidad de energía contractual, ajustes en las estrategias de portafolio o a las condiciones específicas de la oferta y la demanda durante el periodo analizado.

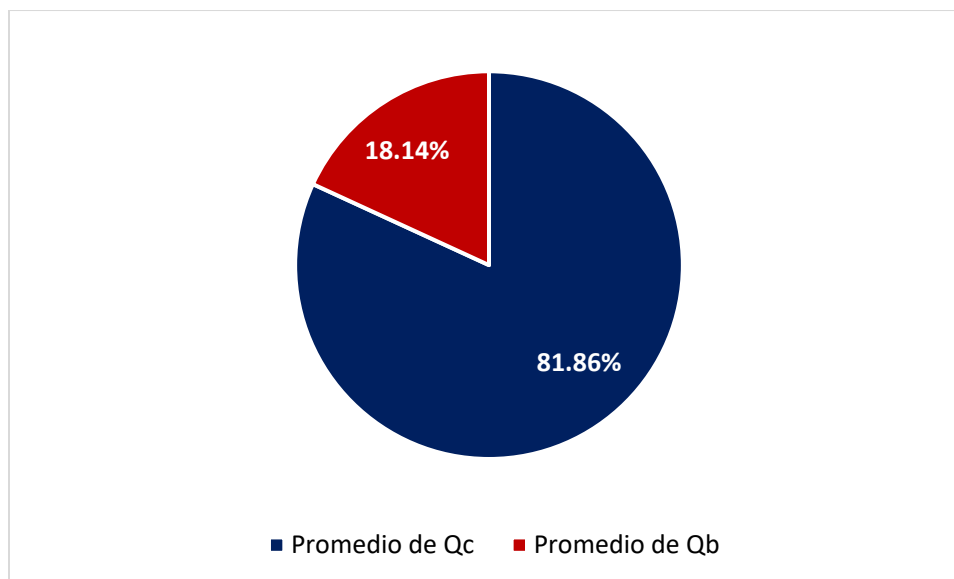
A continuación, se relaciona la fracción de demanda cubierta por contratos y por bolsa para cada uno de los meses del trimestre analizado:

- Comparativo Qc y Qb – ABRIL 2025

El análisis de la fracción de demanda atendida por contratos (Qc) y bolsa (Qb) para abril de 2025 muestra una cobertura predominante mediante contratos bilaterales a nivel agregado, con una exposición al mercado spot que varía significativamente entre agentes.

A nivel general, durante abril el 81,86% de la demanda comercial regulada fue cubierta con contratos, mientras que el 18,14% restante se atendió con compras en bolsa. Esta estructura refleja una estrategia de cobertura basada principalmente en acuerdos bilaterales para la mayoría del sistema.

Figura 15. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa

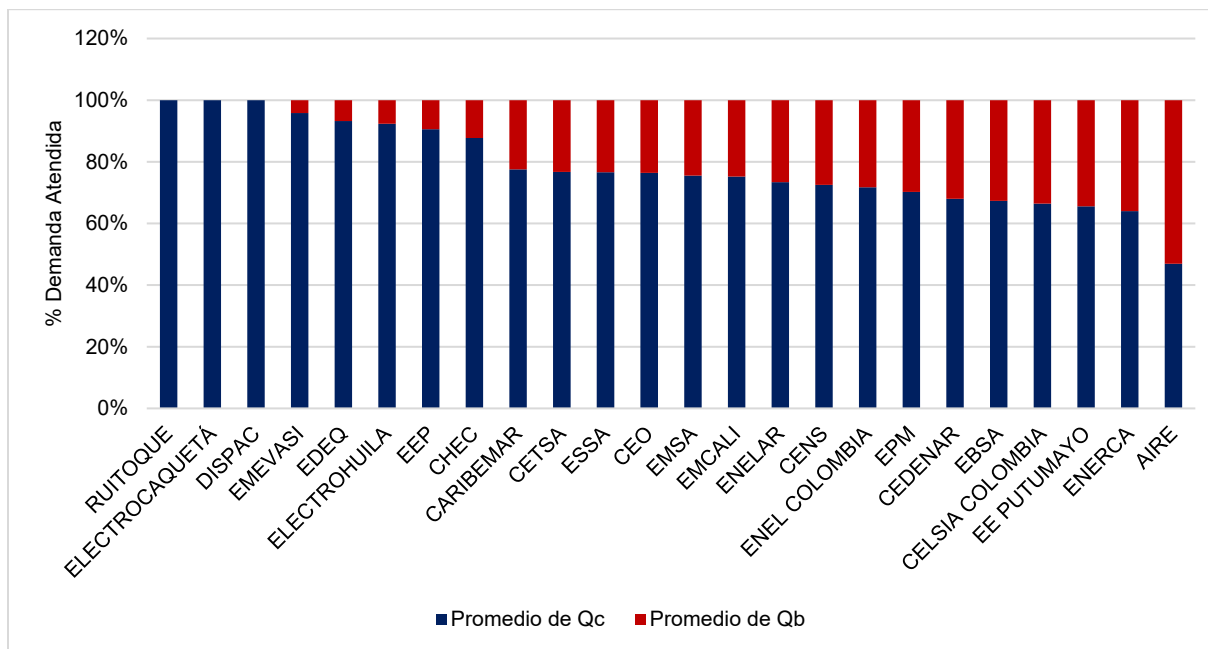


Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

Sin embargo, al desagregar por comercializador, se evidencia una alta heterogeneidad. Agentes como Ruitoque, Electrocaquetá y DISPAC cubrieron el 100% de su demanda con contratos, mostrando una exposición nula a la volatilidad del mercado spot. Por el contrario, Air-e presentó la mayor dependencia de la bolsa, atendiendo más de la mitad de su demanda (53,05%) a través de este mecanismo.

Un grupo numeroso de comercializadores, que incluye a Celsia Colombia, EBSA, CEDENAR, EPM, Enel Colombia y ENERCA, entre otros, mostró niveles de exposición a bolsa (Qb) que oscilan entre el 24% y el 36%. Esta dispersión subraya las distintas estrategias de gestión del portafolio, capacidades de contratación y perfiles de riesgo asumidos por cada agente en el mercado regulado, las cuales tienen un impacto directo en la estabilidad y el nivel de su componente de Generación.

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



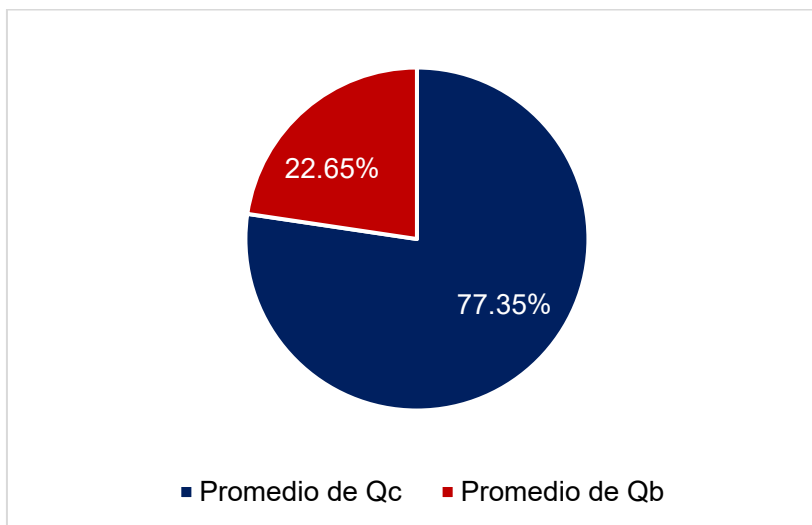
Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

- Comparativo Qc y Qb – MAYO 2025

Para mayo de 2025, se observa un incremento en la dependencia del mercado spot a nivel agregado, acompañado de situaciones extremas en la cobertura de demanda de algunos agentes.

El promedio de demanda cubierta con contratos (Qc) disminuyó al 77,35%, mientras que la fracción atendida mediante compras en bolsa (Qb) aumentó al 22,65%. Este cambio confirma la tendencia trimestral de una mayor exposición al mercado de corto plazo.

Figura 17. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



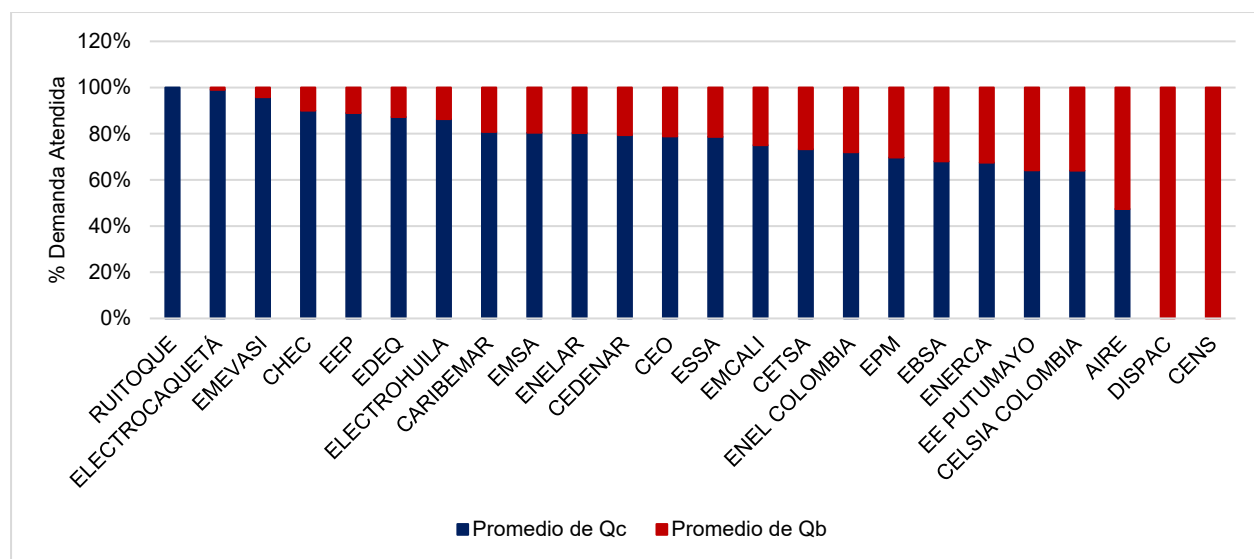
Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

La distribución entre agentes se mantuvo heterogénea. Ruitoque mantuvo una cobertura del 100% con contratos, y Electrocaquetá y EMEVASI continuaron con una exposición mínima a bolsa. Air-e persistió con la mayor dependencia de la bolsa, cubriendo más del 52% de su demanda de esta manera.

Se presentan dos casos atípicos que requieren verificación: DISPAC y CENS reportaron una cobertura del 0% con contratos ($Q_c=0\%$) y del 100% con bolsa ($Q_b=100\%$). Estos valores extremos no son coherentes con las operaciones normales de un comercializador en el mercado regulado y sugieren una posible inconsistencia en el reporte de información o una situación excepcional transitoria que debe ser revisada frente a los datos oficiales del SUI.

El resto de comercializadores mostraron niveles de exposición a bolsa que variaron entre aproximadamente el 10% y el 36%, destacando un grupo (como Celsia Colombia, EE Putumayo, ENERCA y EBSA) con una dependencia significativa (Q_b superior al 31%), lo que los hace más sensibles a la volatilidad de los precios spot.

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

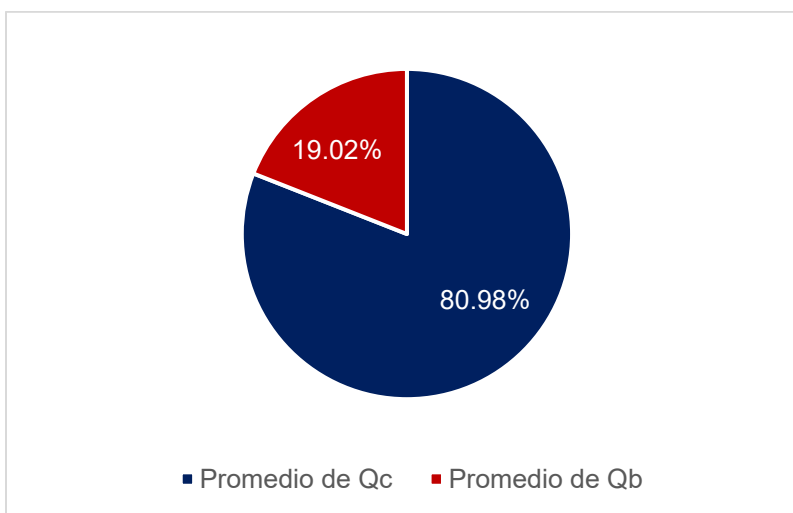


Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

- Comparativo Q_c y Q_b JUNIO 2025

En junio de 2025, el promedio de cobertura con contratos (Q_c) se recuperó ligeramente hasta el 80,98%, reduciendo la exposición a bolsa (Q_b) al 19,02% a nivel agregado. Este retorno hacia una mayor dependencia de los acuerdos bilaterales sugiere un reajuste en las estrategias de cobertura de los comercializadores tras el aumento observado en mayo.

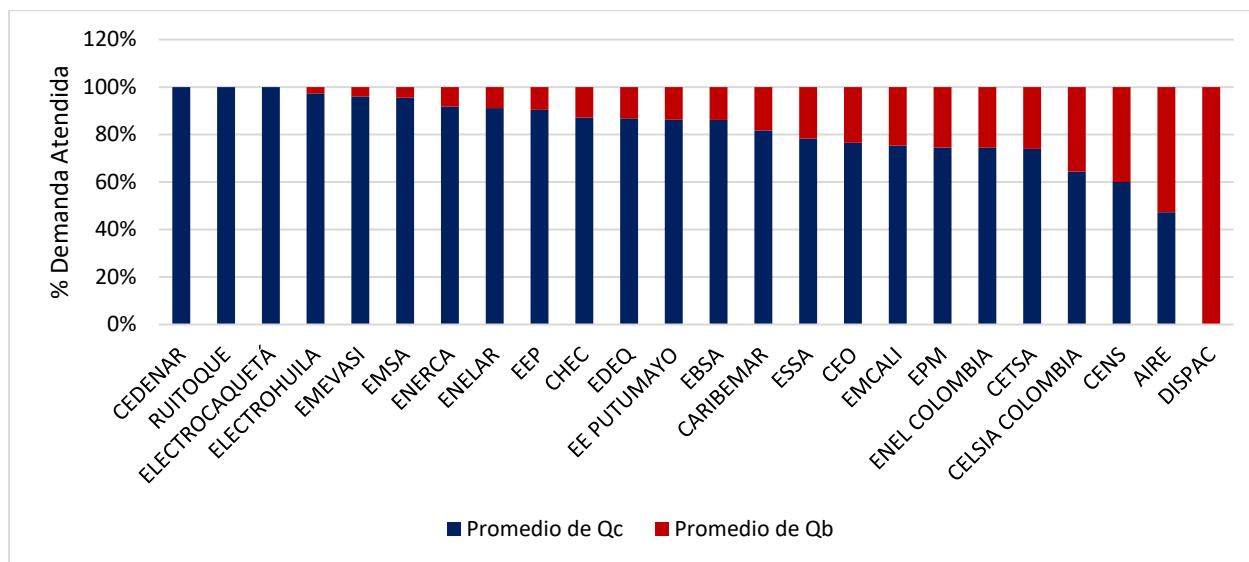
Figura 19. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

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

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



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

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

De acuerdo con la información del Formato T9 del capítulo de tarifas del SUI certificada por los Comercializadores que atienden mercado regulado, se tiene que vienen trasladando el siguiente G Transitorio, que corresponde al valor en \$/kWh que se incluye en el componente de Generación

del comercializador y proviene de todas las compras de energía realizadas al usuario AGPE y GD con base en lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021. Ver Tabla 23

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

EMPRESA	ABRIL 2025	MAYO 2025	JUNIO 2025
AIRE	0,89	1,13	1,05
BIA ENERGY	0,01	0,02	0,03
CARIBEMAR	1,23	1,28	1,20
CEDENAR	0,59	0,63	0,56
CELSIA COLOMBIA	2,81	3,54	3,17
CENS	4,72		4,71
CEO	0,51	0,53	0,54
CETSA	1,72	2,43	2,30
CHEC	3,61	3,43	3,02
DISPAC	0,25		
EBSA	2,26	1,90	1,37
EDEQ	2,57	3,58	2,71
EEP	6,18	6,95	6,09
ELECTROHUILA	4,73	4,16	2,99
EMCALI	1,21	0,99	0,97
EMSA	1,49	1,49	1,59
ENEL COLOMBIA	0,59	0,58	0,42
Enel X Colombia	0,24	0,25	0,16
ENELAR	0,43	0,43	0,35
ENERBIT	2,56		
ENERCA	0,70	0,74	0,66
ENERTOTAL	4,48	5,01	3,77
EPM	1,40	1,95	1,71
ESSA	1,55	2,15	1,81
RUITOQUE	9,45	8,93	8,61
VATIA	1,83	2,07	1,74

Fuente: Formato SUI T9 2025

Los valores del G Transitorio, que corresponden al costo de las compras de energía a Agentes de Generación de Pequeña Escala (AGPE) y Generación Distribuida (GD) según la Resolución CREG 174 de 2021, muestran una contribución marginal pero variable al componente de Generación durante el segundo trimestre de 2025.

Se observa que, para la mayoría de los comercializadores, este componente representa una fracción menor del costo total de generación, con valores típicos inferiores a 2 \$/kWh. Sin embargo, existen casos notables donde el G Transitorio alcanza magnitudes significativas. Ruitoque reporta consistentemente los valores más altos, superando los 8 \$/kWh en cada mes, seguido por EEP con valores alrededor de 6 \$/kWh y ENERTOTAL con montos cercanos a los 4-5 \$/kWh.

La evolución mensual para cada agente muestra generalmente una tendencia estable o con fluctuaciones moderadas a lo largo del trimestre. Por ejemplo, Celsia Colombia, EDEQ y EPM experimentaron un incremento en mayo seguido de una disminución en junio. Electrohuila, por su parte, mostró una reducción constante en el valor a lo largo de los tres meses.

Es importante destacar la ausencia de datos reportados para algunos agentes en meses específicos (como CENS en mayo y DISPAC/ENERBIT en junio). Estas omisiones en la información certificada en el Formato T9 del SUI deben ser objeto de seguimiento para garantizar la integridad del cálculo del componente de Generación, el cual incorpora de manera agregada estos costos asociados a la generación renovable y distribuida.

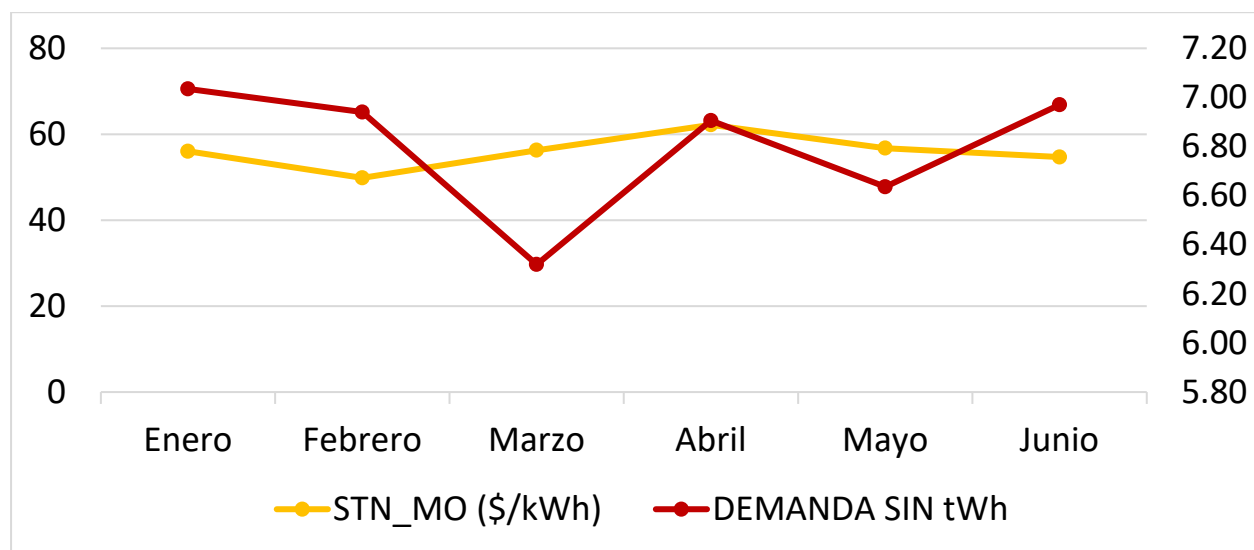
12.2 Transmisión (Tm)

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

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

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

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



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

Durante el segundo trimestre de 2025, el componente de Transmisión (T) presentó un comportamiento variable, influenciado por la dinámica entre los ingresos regulados del Sistema Nacional de Transmisión (STN) y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El valor promedio del componente T para el trimestre fue de 57,88 \$/kWh, lo que representa un incremento del 7,08% respecto al promedio del trimestre anterior (54,05 \$/kWh). Esta alza se explica principalmente por un aumento del 1,07% en la demanda de energía promedio del SIN, la cual pasó de 6.765 a 6.837 GWh, combinado con la actualización de los ingresos regulados de los transportistas.

Analizando la evolución mensual, se observa que el componente T inició el trimestre en un nivel relativamente alto en abril (62,20 \$/kWh), disminuyó en mayo (56,76 \$/kWh) y cerró en junio con 54,69 \$/kWh. Este último valor, correspondiente a junio de 2025, es 2,82% inferior al registrado en el último mes del trimestre anterior (marzo: 56,28 \$/kWh), a pesar de que la demanda de energía en junio fue 10,29% mayor que la de marzo.

Este comportamiento confirma que el componente T, establecido por la Resolución CREG 011 de 2009, no solo responde a cambios en la demanda, sino también a las variaciones en los ingresos regulados del STN aprobados por la CREG. La relación inversa observada entre el costo unitario final y el volumen de demanda en el cierre de ambos trimestres es un reflejo de la fórmula de cálculo, donde un mayor consumo tiende a diluir los costos fijos de transmisión, aunque este efecto puede ser contrarrestado por ajustes en la base de ingresos de los activos de transmisión.

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

Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 1T 2025

CONCEPTO	abril	mayo	junio
Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	385.443.441.335	382.446.394.588	383.269.000.915
Ingreso Variante Guatapé (\$)	234.900.415	233.964.304	233.532.794
Otros Conceptos (\$)	2.375.364.248	1.004.838.802	15.813.301.505
Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	382.833.176.672	381.207.591.482	367.222.166.616
Ingreso a Compensar (\$)	70.843.049	185.283.856	147.628.653
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	382.762.333.623	381.022.307.626	367.074.537.963
Energía del SIN (kWh)	6.905.539.725,96	6.635.700.987	6.970.068.546
ΔT (\$/kWh)	7,016	-0,663	2,024
Componente T (\$/kWh)	62,44	56,76	54,69

Fuente: Cálculo a partir de información de XM³ – elaboración DTGE 2025

El Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores por el uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) tiene una composición que va más allá de la remuneración a los transportistas.

Del total pagado en el trimestre (1,15 billones de pesos), el 84.7% corresponde propiamente al Valor a recibir por los transportistas, calculado bajo la Resolución CREG 011 de 2009.

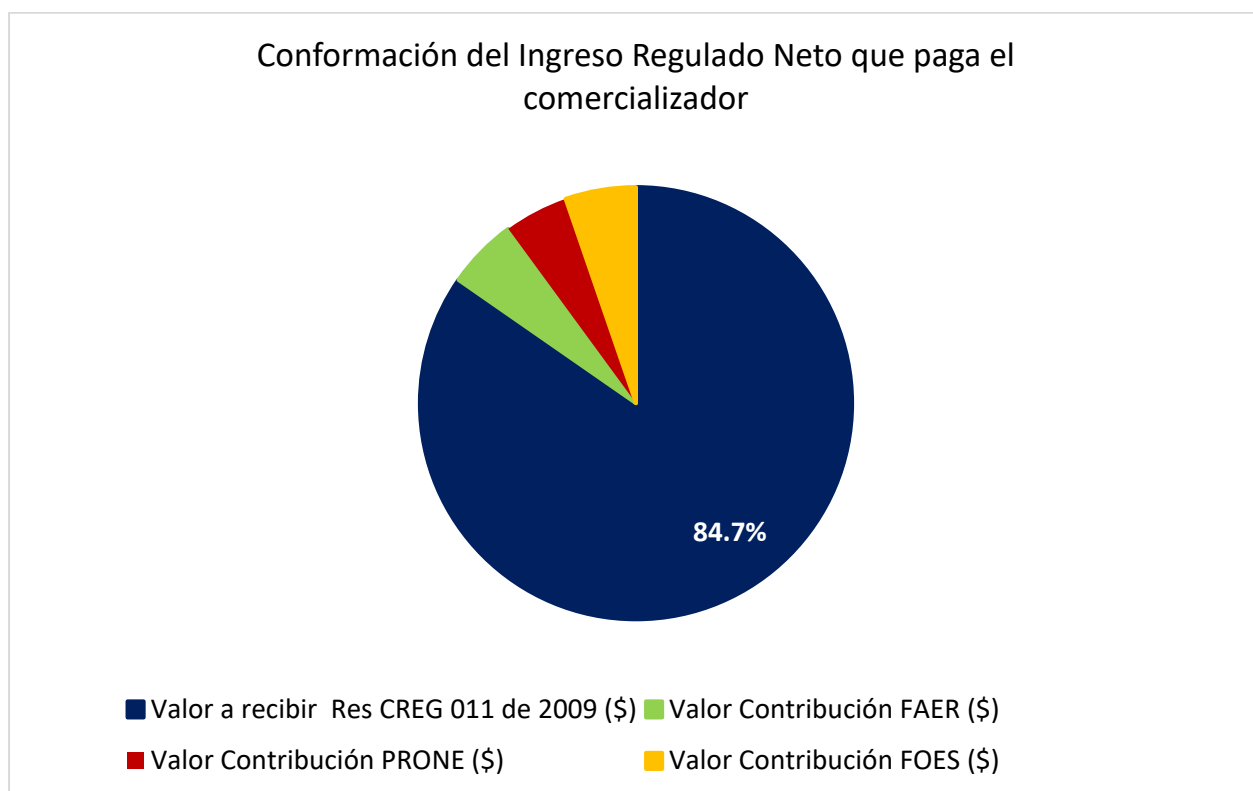
³ Información extraída del portal privado de XM S.A. E.S.P. y descargar la liquidación de cargos estimados del STN de cada uno de los meses del trimestre siguiendo la siguiente ruta: ir al portal privado > Transacciones > Liquidaciones > Liquidación LAC > STN > Liquidación STN - Cargos estimados STN.

El 15.3% restante son contribuciones a fondos del sector:

- FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas): 5.3%
- PRONE (Fondo para la Promoción de la Energía No Convencional): 4.8%
- FOES (Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos): 5.3%

Esto significa que por cada \$100 pagados en el componente de Transmisión, aproximadamente \$85 remuneran el servicio y \$15 se destinan a subsidios e inversiones sociales y ambientales en el sector eléctrico.

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



Fuente: Información XM - Liquidación STN - Cargos estimados STN

12.3 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 Distribución⁴.

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

⁴ 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
		ELECTROCAQUETA EE PUTUMAYO EMEVASI EMSA
Sin ADD	Chocó, Atlántico, La Guajira, Magdalena, Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, Guaviare	DISPAC AIR-E ENERGUAVIARE CELSIA COLOMBIA

Fuente: Resolución 58 de 2008 – elaboración DTGE 2025

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado 'DtUN', el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con la información de los cargos liquidados por el LAC y la energía facturada certificada en el Formato TC3 del SUI. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican su cargo de distribución (cargo por uso) publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

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

Tabla 26. Operadores de Red y mercados

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

Operador de Red	Mercado
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.

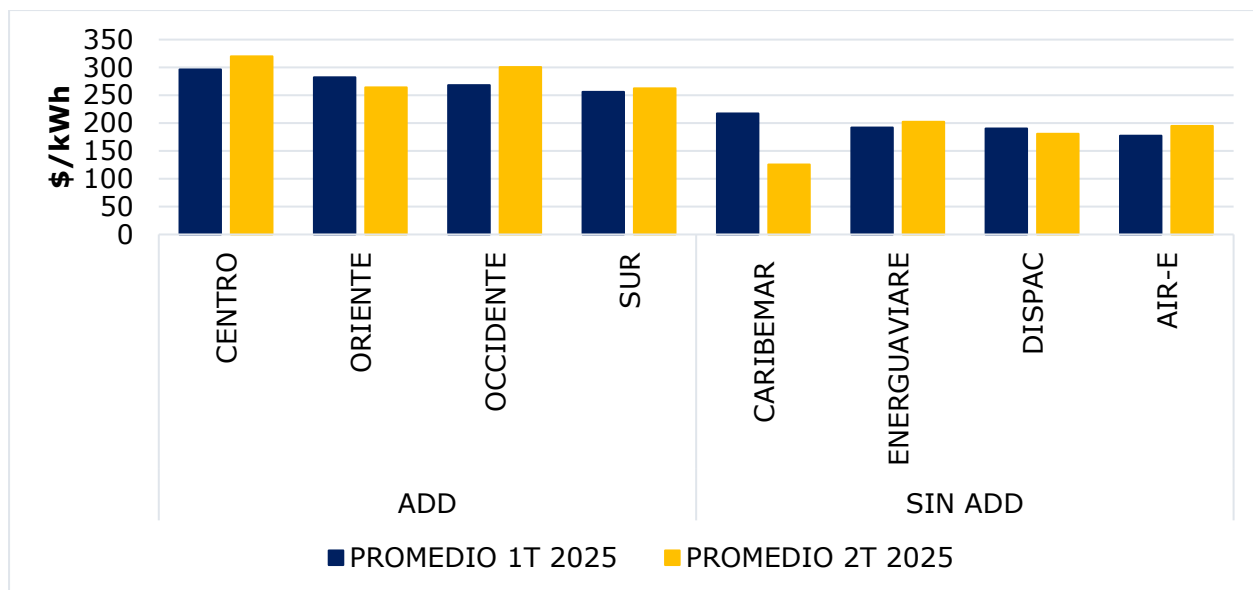
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD

ADD		PROMEDIO 1T 2025	PROMEDIO 2T 2025	% Variación Componente D
SIN ADD	CENTRO	296,39	320,03	7,97%
	ORIENTE	282,38	264,10	-6,47%
	OCCIDENTE	268,20	300,58	12,08%
	SUR	256,03	262,56	2,55%
	CARIBEMAR	217,40	125,68	-42,19%
	ENERGUAVIARE	191,93	202,40	5,45%
	DISPAC	190,31	180,79	-5,00%
	AIR-E	177,29	194,86	9,91%

Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – cálculos DTGE 2025

El análisis del componente de Distribución (D) para el segundo trimestre de 2025 muestra variaciones significativas y dispares entre las diferentes Áreas de Distribución (ADD) y los agentes no agrupados en relación al trimestre anterior.

Figura 23. Evolución Componente de Distribución 2T 2025 Vs 1T 2025



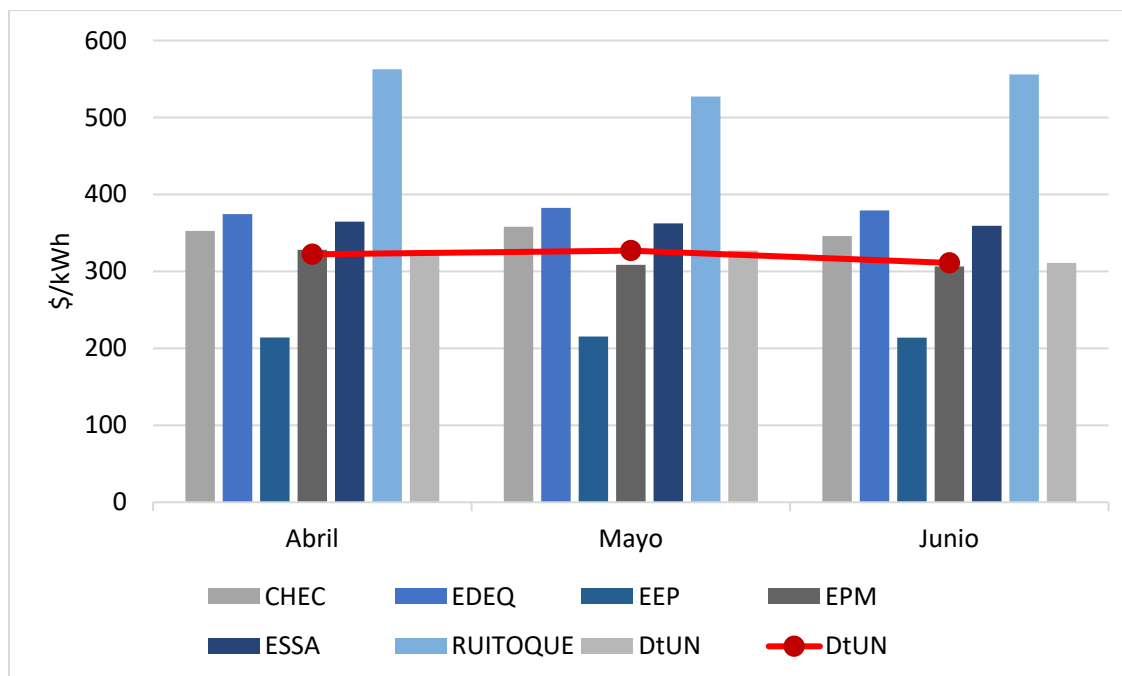
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

La ADD Occidente presentó el mayor incremento (12.08%), seguida por la ADD Centro (7.97%). Estos aumentos pueden responder a ajustes en los ingresos regulados de los operadores de red que las conforman o a variaciones en la energía facturada que diluye el cargo unificado (DtUN).

Por el contrario, la ADD Oriente registró una reducción (-6.47%). En el segmento Sin ADD, se destaca una disminución muy pronunciada para Caribe Mar (Afinia) del -42.19%, lo que contrasta con el incremento observado para Air-e (9.91%). Estas fluctuaciones extremas en agentes no agrupados reflejan el impacto directo de los cargos por uso específicos de cada distribuidor, aprobados bajo la Resolución CREG 015 de 2018, y su sensibilidad a cambios en su base de ingresos o en el volumen de energía distribuida.

El ADD Sur mostró un aumento moderado (2.55%), mientras que DISPAC presentó una leve disminución (-5.00%). Esta heterogeneidad subraya que el comportamiento del componente de Distribución está determinado por las condiciones particulares de costos y demanda de cada mercado u operador, más que por una tendencia uniforme a nivel nacional.

Figura 24. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

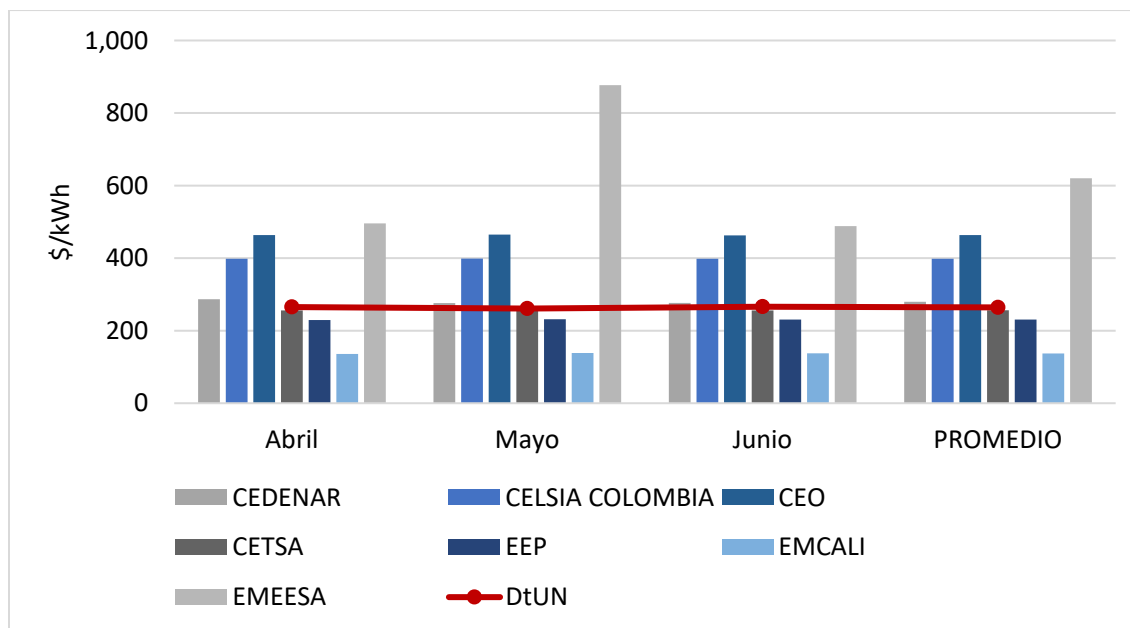
El análisis del comportamiento del cargo unificado de distribución (DtUN) frente a los cargos individuales de los Operadores de Red (OR) en la ADD Centro para el segundo trimestre de 2025 confirma el funcionamiento del mecanismo de compensación entre agentes.

El DtUN, que es el cargo único que aplican todos los OR de esta área, se ubicó en un promedio de 320,03 \$/kWh para el trimestre. Este valor resulta de promediar los costos de distribución de todos los OR que conforman la ADD Centro, ponderados por su energía facturada, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 058 de 2008.

Al compararlo con los cargos individuales de cada OR, se observa que algunos agentes tienen costos muy por encima del DtUN, como es el caso de Ruitoque (548,58 \$/kWh) y, en menor medida, ESSA (362,05 \$/kWh) y EDEQ (378,68 \$/kWh). Por el contrario, otros OR operan con costos significativamente inferiores al promedio del área, destacándose EEP (214,49 \$/kWh) y CENS (292,72 \$/kWh).

Esta divergencia evidencia las disparidades en la estructura de costos de distribución entre los OR, influenciadas por factores como la densidad de usuarios, la extensión de la red, las pérdidas técnicas y la topografía de su zona de concesión. El mecanismo del DtUN cumple así su objetivo de neutralidad, permitiendo que los usuarios de diferentes mercados dentro de la misma ADD Centro paguen un mismo cargo por el servicio de distribución, independientemente de cuál OR sea su prestador directo, al compensar internamente los costos mayores de unos agentes con los menores de otros.

Figura 25. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

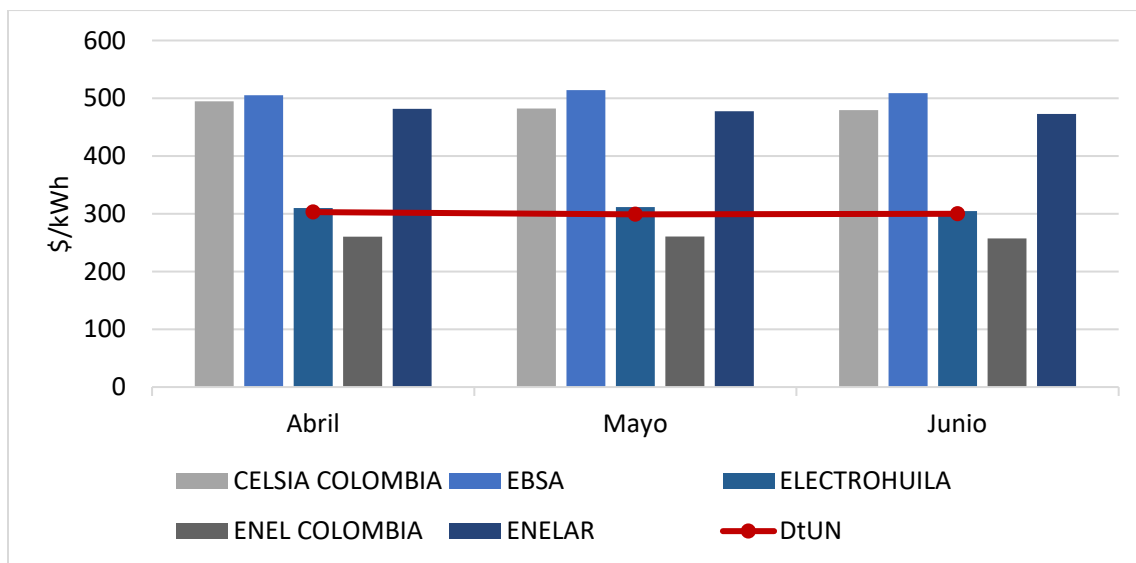
El análisis del comportamiento del cargo unificado (DtUN) frente a los cargos individuales en la ADD Occidente para el segundo trimestre de 2025 revela una marcada disparidad en los costos de distribución entre sus Operadores de Red (OR).

El DtUN para esta área se estableció en un promedio de 264,10 \$/kWh. Sin embargo, los cargos individuales presentan variaciones extremas. EMEESA reporta el costo más alto con un promedio de 620,34 \$/kWh, mientras que EMCALI registra el menor costo, de 137,38 \$/kWh, una diferencia que supera los 480 \$/kWh.

Otros OR como CEO (463,59 \$/kWh) y Celsia Colombia (398,43 \$/kWh) también operan con costos muy por encima del DtUN. Por el contrario, EEP (230,60 \$/kWh) y CETSA (256,46 \$/kWh) se ubican cerca del promedio del área, y CEDENAR (279,78 \$/kWh) ligeramente por encima.

Esta gran heterogeneidad, con valores que van desde menos de la mitad hasta más del doble del DtUN, refleja condiciones operativas y estructurales profundamente diferentes entre los OR del occidente del país. Factores como la dispersión geográfica, la complejidad de la red, los niveles de pérdidas y la escala de operación explican estas brechas. El mecanismo del DtUN asegura que, a pesar de estas diferencias de costos entre las empresas distribuidoras, los usuarios finales de toda la ADD Occidente paguen un cargo único y neutral por el servicio de distribución local.

Figura 26. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

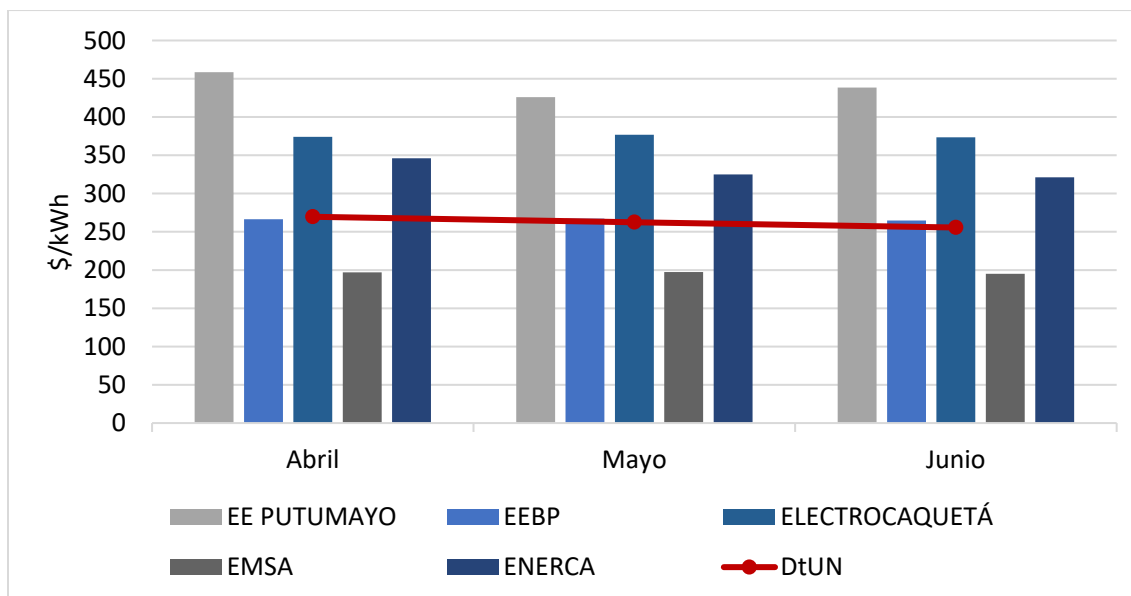
El análisis del comportamiento del cargo unificado (DtUN) en la ADD Oriente para el segundo trimestre de 2025 muestra una estructura de costos donde varios Operadores de Red (OR) superan significativamente el promedio del área.

El DtUN se ubicó en un promedio de 300,58 \$/kWh. No obstante, los cargos individuales de Celsia Colombia (485,41 \$/kWh), EBSA (509,34 \$/kWh) y ENELAR (477,24 \$/kWh) se sitúan muy por encima de este valor, con diferencias que superan los 175 \$/kWh. Estos OR enfrentan costos de distribución sustancialmente más altos, lo que podría estar asociado a las características de sus zonas de concesión.

En contraste, ENEL Colombia opera con un costo muy por debajo del DtUN (259,50 \$/kWh), y Electrohuila se ubica cerca del promedio del área (308,67 \$/kWh).

Esta configuración, donde tres de los cinco OR tienen costos muy superiores al DtUN y uno muy inferior, genera transferencias internas significativas dentro del mecanismo de compensación de la ADD. El DtUN cumple su función de garantizar la neutralidad tarifaria, permitiendo que todos los usuarios de la región oriental paguen un mismo cargo por distribución, al distribuir entre todos los comercializadores los mayores costos incurridos por algunos de los OR.

Figura 27. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

El análisis del comportamiento del cargo unificado (DtUN) en la ADD Sur para el segundo trimestre de 2025 evidencia una notable divergencia en los costos de distribución, particularmente para un operador.

El DtUN para el área se estableció en un promedio de 262,56 \$/kWh. En este contexto, EE Putumayo presenta un costo individual excepcionalmente alto, con un promedio de 441,02 \$/kWh, lo que lo sitúa cerca del 68% por encima del DtUN. Electrocaquetá (374,79 \$/kWh) y ENERCA (330,73 \$/kWh) también operan con costos superiores al promedio del área.

Por el lado contrario, EMSA reporta el costo más bajo, con 196,50 \$/kWh, significativamente por debajo del DtUN. EEBP se ubica muy cerca del promedio del área, con 266,11 \$/kWh.

Esta estructura, dominada por el elevado costo de EE Putumayo, genera una compensación interna sustancial dentro de la ADD Sur. El mecanismo del DtUN asegura que los usuarios de toda el área paguen una tarifa única por distribución, redistribuyendo el impacto financiero de los altos costos de operación en zonas como Putumayo entre todos los comercializadores que atienden la región sur del país.

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 1T	Promedio 2T
STR NORTE	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	83.013.106.058	79.472.435.209
	Compensación total - CAL (COP)	727.483.645	753.564.154
	Compensación total - PPA (COP)	0	0
	Compensación total - VTG (COP)	0	0
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	82.285.622.413	78.718.871.055
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.828.511.891	1.801.604.698
	Δ STR (\$/kWh)	0,774	-3,264
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	49,19	40,46

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

El análisis del detalle de cálculo para los cargos del nivel de tensión 4 en el Sistema de Transmisión Regional Norte durante el segundo trimestre de 2025 revela una disminución considerable en el valor final pagado por los usuarios. El cargo CD4 experimentó una reducción significativa, situándose en un promedio de 40,46 pesos por kilovatio-hora, lo que representa una caída del 17,74 por ciento en comparación con el trimestre anterior. Esta reducción se originó por la dinámica conjunta de los ingresos regulados y la energía transportada en el sistema.

Por un lado, los ingresos netos mensuales reconocidos al STR Norte, luego de descontar las compensaciones aplicables, presentaron una contracción. Por otro lado, y de manera determinante para el resultado final, la energía total facturada en este sistema de transmisión regional mostró un incremento. Este mayor volumen de energía distribuida ejerció un efecto diluyente sobre el costo unitario, permitiendo que el cargo se redujera a pesar de la disminución en el ingreso total. La variable de ajuste calculada (Δ STR) fue negativa, lo cual es consistente con la necesidad de corregir a la baja el cargo para equilibrar los ingresos con el nuevo y mayor nivel de energía de referencia. La ausencia de compensaciones por conceptos como Pago por Atraso (PPA) indica que no se generaron cobros adicionales asociados a retrasos en proyectos de infraestructura de transmisión durante este periodo.

Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

CONCEPTO		Promedio 1T	Promedio 2T
STR CENTRO SUR	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	163.064.425.452	162.907.801.226
	Compensación total - CAL (COP)	1.098.701.177	1.212.032.407
	Compensación total - PPA (COP)	222.563.993	156.546.847
	Compensación total - VTG (COP)	175.125.959	537.415.898

CONCEPTO	Promedio 1T	Promedio 2T
TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	161.743.160.283	161.539.221.973
ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.367.686.342	4.513.850.471
Δ STR (\$/kWh)	0,0824	-0,3621
Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	37,122	35,321

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

El análisis del cálculo para los cargos del nivel de tensión 4 en el Sistema de Transmisión Regional Centro Sur durante el segundo trimestre de 2025 muestra una reducción moderada en el valor final. El cargo CD4 promedio para el trimestre fue de 35,321 pesos por kilovatio-hora, lo que representa una disminución del 4.85 por ciento respecto al trimestre anterior.

Esta reducción se produjo en un contexto donde los ingresos brutos mensuales del STR se mantuvieron prácticamente estables, con una leve contracción. Sin embargo, se observó un aumento en el total de las compensaciones aplicadas, destacándose un incremento significativo en la compensación por Valor Tiempo del Gas (VTG). A pesar de este mayor descuento a los ingresos brutos, que resultó en una ligera disminución del ingreso neto, el factor determinante fue el incremento sustancial en la energía transportada por el sistema. El volumen de energía facturada creció, ejerciendo un efecto reductor sobre el costo unitario final.

La variable de ajuste (Δ STR) fue negativa para el trimestre, lo cual es coherente con la necesidad de realizar un ajuste a la baja en el cargo para equilibrar los ingresos netos frente al mayor nivel de energía de referencia. La persistencia de compensaciones por Pago por Atraso (PPA), aunque en un monto menor al trimestre anterior, indica que continúan aplicándose cobros asociados a atrasos en proyectos de infraestructura específicos dentro de este sistema regional de transmisión.

Tabla 30. Proyectos compensados por PPA ABRIL 2025

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

Fuente: Reporte XM, 2025

Tabla 31. Proyectos compensados por PPA MAYO 2025

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

Fuente: Reporte XM, 2025

Tabla 32. Proyectos compensados por PPA JUNIO 2025

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

Fuente: Reporte XM, 2025

12.4 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 2010⁵, 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 2024⁶, 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 primer trimestre de 2025 y el segundo semestre de 2025, con el fin de identificar el comportamiento del componente de comercialización por Área de Distribución (ADD), tipo de agente (C-OR y C-PURO) y grupo según número de usuarios atendidos.

Durante el primer trimestre de 2025, el valor promedio del componente de Comercialización (C) correspondiente a los Operadores de Red (C-OR) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó un comportamiento estable, con variaciones leves entre las diferentes Áreas de Distribución (ADD).

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

⁵ 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.

⁶ CREG (2023, 2024). Resoluciones 101 028 de 2023 y 101 029 de 2024, “Por las cuales se regulan los mecanismos de reconocimiento y compensación de los saldos de la Opción Tarifaria (COT).

Tabla 33. Variación Componente C 4T vs 3T

TIPO	ADD	C promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
		TRIMESTRE 1 2025	Trimestre 2 2025	
C-OR	SIN ADD	95,26	88,65	6,94%
	SUR	109,99	105,41	4,17%
	ORIENTE	117,66	121,72	-3,45%
	OCCIDENTE	131,63	97,92	25,61%
	CENTRO	129,94	126,26	2,84%
C-PURO	SIN ADD	58,03	56,16	3,21%
	CENTRO	55,13	54,27	1,58%
	OCCIDENTE	49,51	54,09	-9,26%
	ORIENTE	78,89	82,38	-4,42%
	SUR	42,29	45,28	-7,06%

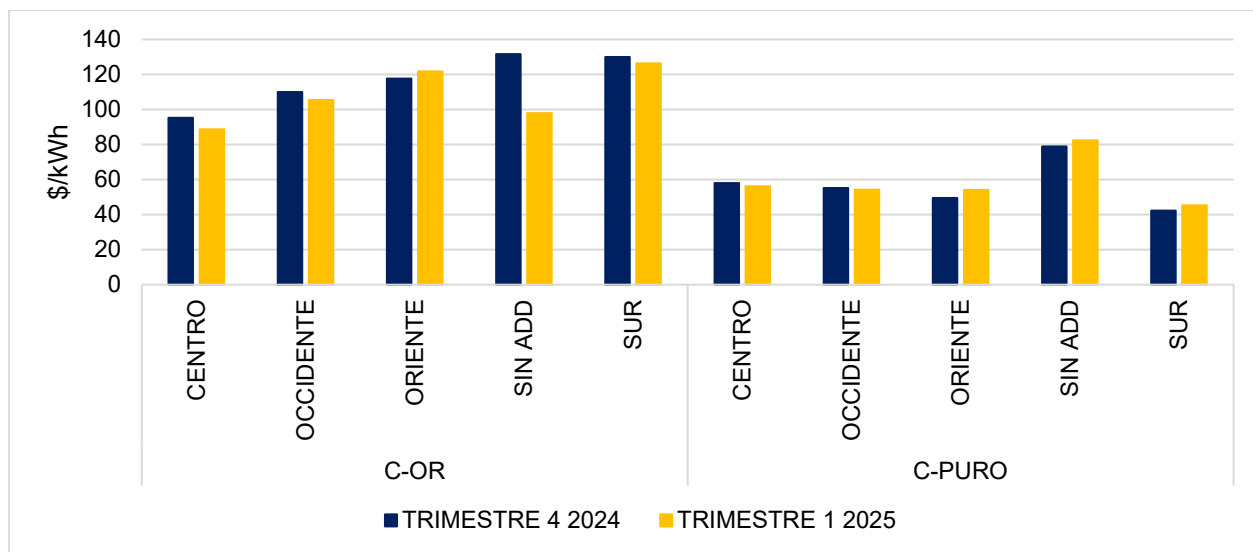
Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El análisis de la variación del componente de Comercialización para el segundo trimestre de 2025 revela un comportamiento diferenciado y, en algunos casos, opuesto entre los Operadores de Red y los Comercializadores Puros.

Para los Operadores de Red (C-OR), la tendencia general fue de disminución o estabilidad en sus costos de comercialización. La reducción más significativa se presentó en la ADD Occidente, con una caída del 25.61%. Las ADD Sin ADD y Sur también mostraron disminuciones importantes. Solo la ADD Oriente registró un aumento moderado del 3.45%. Este comportamiento puede reflejar ajustes operativos o el impacto de la normalización de saldos de la Opción Tarifaria (COT) de acuerdo con lo establecido en las resoluciones CREG 101 028 de 2023 y 101 029 de 2024.

Por el contrario, para los Comercializadores Puros (C-PURO), la tendencia fue mayoritariamente alcista. Todos los segmentos, con excepción de las ADD Occidente y Oriente, mostraron incrementos en el componente C. Los aumentos más notorios se dieron en las ADD Sur y Sin ADD. Esta dinámica contrastante con los C-OR puede deberse a las diferentes estructuras de costos reconocidas, a la escala de operación o a variaciones en el número de usuarios atendidos por estos agentes independientes, cuya remuneración también está sujeta al marco de la Resolución CREG 180 de 2010.

Figura 28. Promedio Componente Comercialización 1T 2025 Vs 2T 2025 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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

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

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

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

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

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

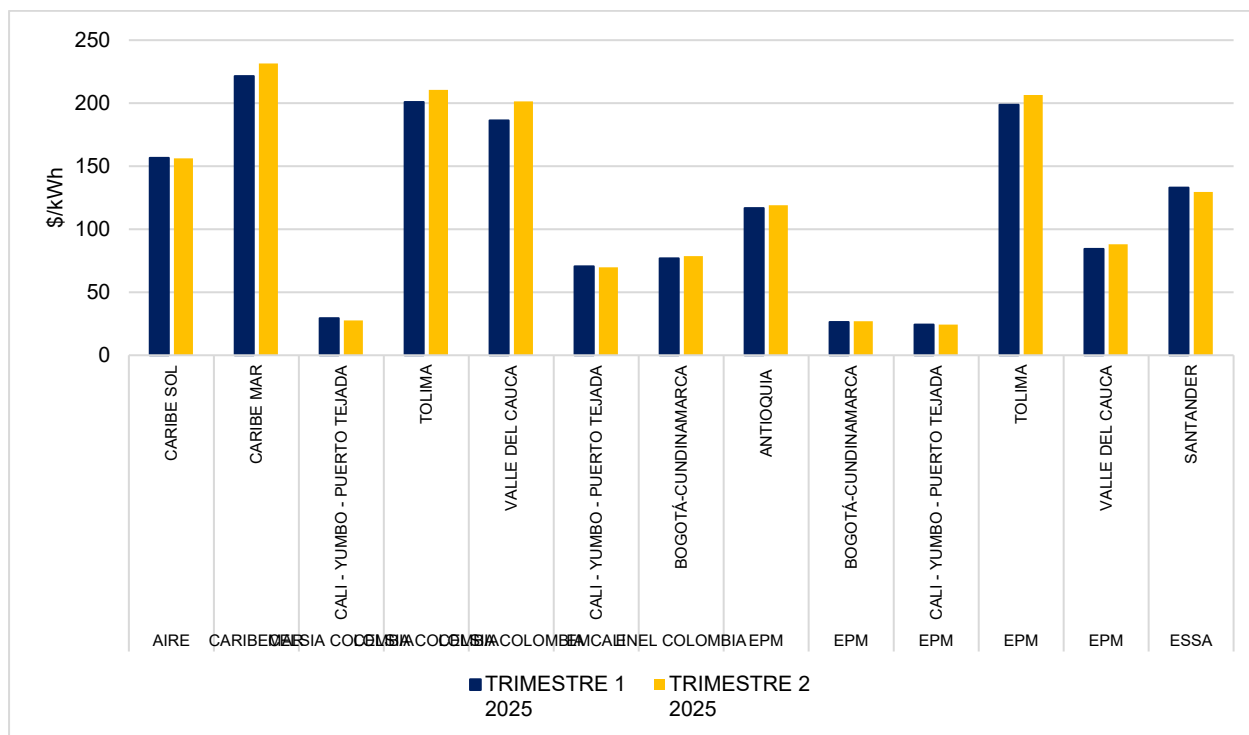
Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1

EMPRESA	MERCADOS	1T Componente C (\$/kWh)	2T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
AIRE	CARIBE SOL	156,65	156,19	-0,29%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	221,47	231,47	4,51%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	29,36	27,68	-5,72%
	TOLIMA	200,85	210,52	4,82%

CELSIA COLOMBIA CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	186,33	201,37	8,07%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	70,58	69,80	-1,11%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	76,82	78,63	2,35%
EPM	ANTIOQUIA	116,79	119,01	1,90%
EPM	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	26,40	27,04	2,43%
EPM	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	24,34	24,32	-0,11%
EPM	TOLIMA	198,71	206,49	3,91%
EPM	VALLE DEL CAUCA	84,42	87,99	4,23%
ESSA	SANTANDER	132,97	129,50	-2,61%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Figura 28. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 2T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El análisis del componente de Comercialización para el Grupo 1 en el segundo trimestre de 2025 muestra un comportamiento mayoritariamente estable, con variaciones moderadas que reflejan ajustes específicos por mercado y agente.

Se observan incrementos en varios mercados atendidos por los grandes comercializadores. Destacan los aumentos en Valle del Cauca para Celsia Colombia y EPM, y en Tolima para ambas empresas. Caribemar y Enel Colombia también registraron alzas modestas. Estos incrementos

pueden asociarse a ajustes en los costos administrativos y operativos reconocidos dentro del margen regulado.

Por otro lado, se presentaron disminuciones en mercados específicos. Celsia Colombia en Cali - Yumbo - Puerto Tejada y ESSA en Santander redujeron su componente C. Air-e y EMCALI mostraron variaciones prácticamente neutras.

Un caso particular es el de EPM en el mercado de Bogotá-Cundinamarca, donde opera como entrante, manteniendo un componente C significativamente más bajo que en sus mercados de incumbencia, como una estrategia competitiva permitida dentro del régimen de libertad regulada.

La dispersión de valores es amplia, desde los 24,32 \$/kWh de EPM en Cali hasta los 231,47 \$/kWh de Caribemar, lo que evidencia las diferencias estructurales en los costos de comercialización reconocidos para cada agente y mercado, determinados por sus respectivas resoluciones particulares de aprobación de costos base y riesgo de cartera expedidas por la CREG.

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

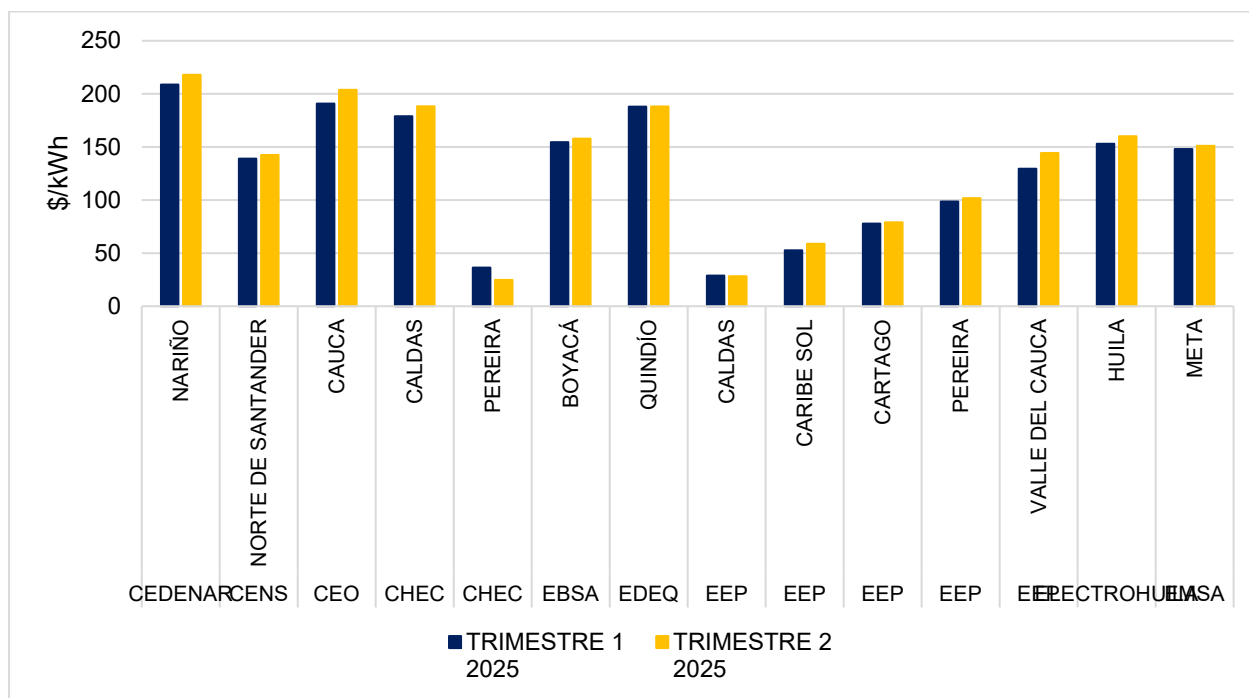
Para el Grupo 2, el promedio del componente de comercialización fue de 125,23 \$/kWh presentó una reducción del -2,91% frente al trimestre anterior.

Tabla 35. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2

EMPRESA	MERCADOS	1T Componente C (\$/kWh)	2T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
CEDENAR	NARIÑO	208,83	218,03	4,40%
CENS	NORTE DE SANTANDER	138,95	142,49	2,54%
CEO	CAUCA	190,91	203,79	6,75%
CHEC	CALDAS	178,91	188,27	5,23%
CHEC	PEREIRA	36,33	24,75	-31,89%
EBSA	BOYACÁ	154,45	157,84	2,20%
EDEQ	QUINDÍO	187,92	188,11	0,10%
EEP	CALDAS	28,81	28,30	-1,79%
EEP	CARIBE SOL	52,70	58,81	11,60%
EEP	CARTAGO	77,75	78,95	1,54%
EEP	PEREIRA	98,67	101,73	3,10%
EEP	VALLE DEL CAUCA	129,51	144,21	11,35%
ELECTROHUILA	HUILA	153,06	160,15	4,63%
EMSA	META	148,02	151,10	2,08%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

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



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El análisis del componente de Comercialización para el Grupo 2 en el segundo trimestre de 2025 muestra una tendencia general al incremento, con variaciones significativas en algunos mercados específicos.

La mayoría de los comercializadores medianos registraron aumentos moderados en su componente C, generalmente por debajo del 7%. CEO en el Cauca y EEP en los mercados de Caribe Sol y Valle del Cauca presentaron los incrementos más notorios dentro de esta tendencia alcista. Estos ajustes al alza pueden corresponder a la actualización de costos reconocidos o a cambios en las condiciones operativas.

Se destaca un caso atípico de reducción drástica: CHEC en el mercado de Pereira registró una disminución del 31,89% en su componente de comercialización. Esta variación excepcional podría estar asociada a un ajuste regulatorio específico, una reevaluación de su costo base o a la aplicación de mecanismos de normalización de la Opción Tarifaria (COT). Por el contrario, el mismo agente en su mercado de incumbencia en Caldas mostró un aumento del 5,23%.

El comportamiento de EEP ilustra la disparidad según el mercado: mientras en sus mercados entrantes (Caribe Sol, Valle del Cauca) el componente C aumentó sustancialmente, en su mercado de incumbencia en Caldas se mantuvo estable con una leve reducción. EDEQ mostró una variación prácticamente nula, indicando estabilidad en sus costos comerciales para el periodo.

Estos movimientos reflejan cómo, dentro del marco tarifario regulado, el componente C puede presentar ajustes diferenciados que responden a las particularidades y resoluciones específicas de costos de cada agente y cada mercado de comercialización que atienden.

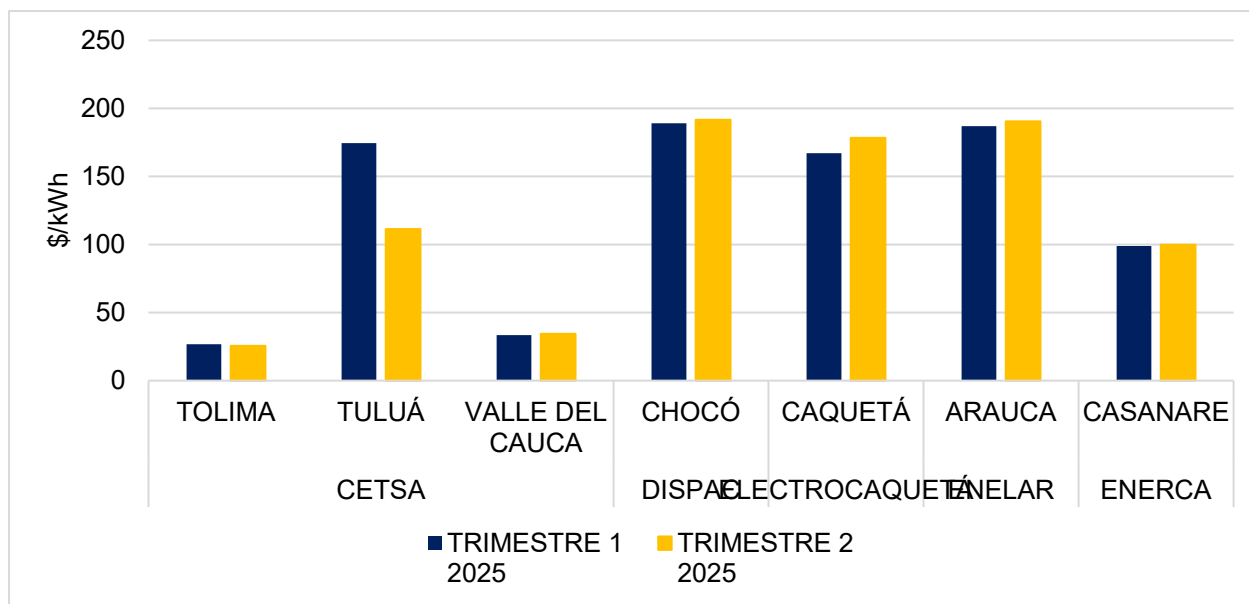
Variación Componente de Comercialización - Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999

Tabla 36. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3

EMPRESA	MERCADOS	1T Componente C (\$/kWh)	2T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
CETSA	TOLIMA	26,73	25,58	-4,29%
	TULUÁ	174,45	111,37	-36,16%
	VALLE DEL CAUCA	33,45	34,33	2,64%
DISPAC	CHOCÓ	189,03	191,66	1,39%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	167,07	178,36	6,75%
ENELAR	ARAUCA	186,93	190,53	1,93%
ENERCA	CASANARE	98,98	99,84	0,87%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 30. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 1T 2025 Vs 2T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El análisis del componente de Comercialización para el Grupo 3 en el segundo trimestre de 2025 presenta un comportamiento mixto, marcado por una variación extrema en un mercado específico.

El caso más destacado es el de CETSA en el mercado de Tuluá, donde el componente C registró una reducción excepcional del 36,16%. Esta disminución drástica modifica significativamente la estructura de costos para este mercado y puede estar asociada a un ajuste regulatorio puntual, la aplicación de mecanismos de normalización tarifaria o una revisión sustancial de su costo base de comercialización reconocido.

Para los demás agentes del grupo, las variaciones fueron moderadas. Electrocaquetá mostró un incremento del 6,75%, mientras que ENELAR y DISPAC tuvieron aumentos menores al 2%. ENERCA mantuvo una estabilidad casi total, con una variación del 0,87%.

Cabe resaltar la amplia dispersión en los niveles absolutos del componente C dentro de este grupo. Mientras CETSA en Tolima y Valle del Cauca opera con valores por debajo de 35 \$/kWh, otros agentes como DISPAC y ENELAR mantienen costos superiores a 190 \$/kWh. Esta divergencia evidencia las marcadas diferencias en las estructuras de costos reconocidas para la actividad comercial en mercados con características geográficas, de dispersión poblacional y operativas profundamente distintas, aún dentro de un mismo segmento de tamaño de comercializador.

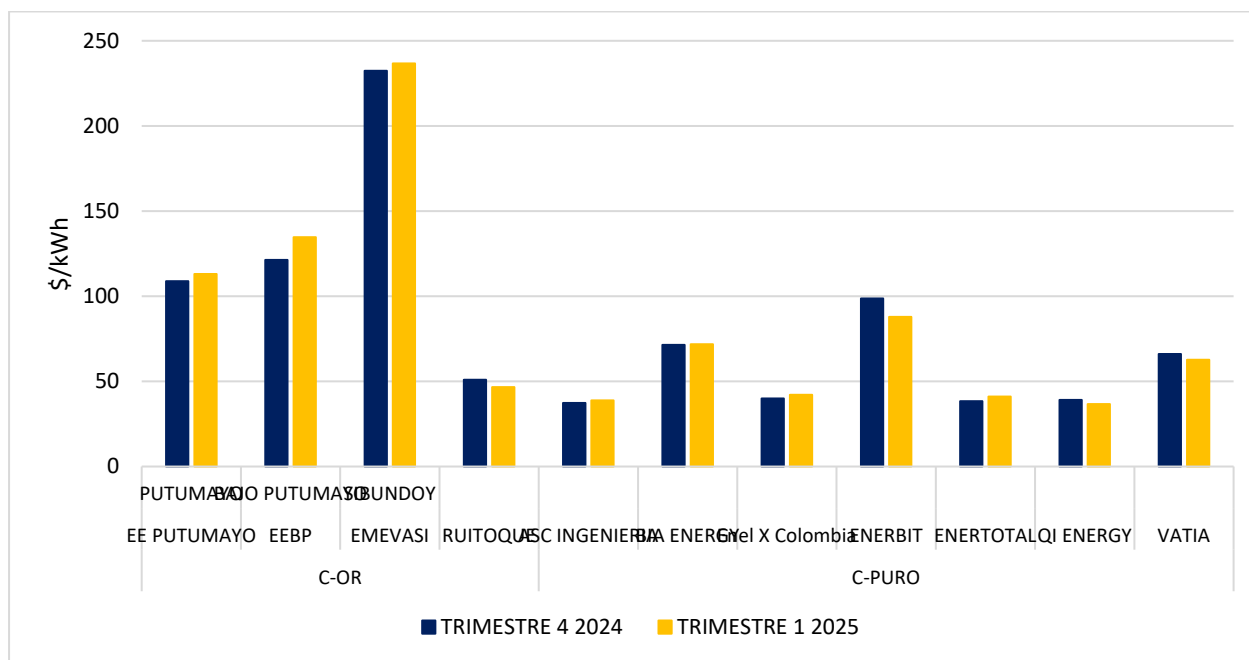
Variación Componente de Comercialización - Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios

Tabla 37. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4

TIPO	EMPRESA	MERCADOS	1T Componente C (\$/kWh)	2T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
C-OR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	108,83	113,04	3,87%
	EEBP	BAJO PUTUMAYO	121,35	134,65	10,96%
	EMEVASI	SIBUNDOY	232,40	236,75	1,87%
	RUITOQUE		50,98	46,67	-8,46%
C-PURO	ASC INGENIERIA		37,31	38,79	3,96%
	BIA ENERGY		71,44	71,82	0,53%
	Enel X Colombia		39,92	42,09	5,43%
	ENERBIT		98,68	87,88	-10,94%
	ENERTOTAL		38,32	41,04	7,09%
	QI ENERGY		39,16	36,66	-6,37%
	VATIA		66,07	62,71	-5,08%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 31. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 1T 2025 vs 2T 2025



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

El análisis del componente de Comercialización para el Grupo 4 en el segundo trimestre de 2025 muestra un comportamiento diverso tanto para los Operadores de Red como para los Comercializadores Puros de menor escala.

Entre los Operadores de Red (C-OR), se observaron movimientos en ambas direcciones. EEBP en Bajo Putumayo registró un incremento considerable del 10,96%, mientras que EE Putumayo y EMEVASI presentaron alzas moderadas. En contraste, Ruitoque experimentó una reducción del 8,46% en su componente C.

En el segmento de los Comercializadores Puros (C-PURO), la tendencia también fue mixta. ENERTOTAL y Enel X Colombia mostraron los aumentos más significativos. Por otro lado, ENERBIT, QI Energy y VATIA presentaron disminuciones notorias en sus costos de comercialización, con ENERBIT destacando una reducción del 10,94%. BIA Energy mantuvo una estabilidad casi perfecta.

La dispersión de valores dentro del grupo sigue siendo amplia, especialmente entre los C-OR, donde EMEVASI opera con un componente C superior a 230 \$/kWh, mientras Ruitoque lo hace por debajo de 50 \$/kWh. Para los C-PURO, los valores se concentran en un rango menor, entre 36 y 88 \$/kWh. Estas variaciones reflejan ajustes específicos en los costos reconocidos, posibles cambios en la escala de operación o el número de usuarios atendidos, y las distintas resoluciones particulares que definen la remuneración de la actividad comercial para cada uno de estos agentes de menor tamaño.

Tabla 38. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ⁷
Air-e S.A.S. E.S.P.	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	C-OR
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía del Casanare SA ESP	C-OR
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	C-OR
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	C-OR
Empresas Públicas de Medellín - EPM	C-OR
Enel Colombia S.A. E.S.P.	C-OR
QI Energía SAS ESP	C
Vatia S.A. E.S.P.	C

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Tabla 39. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ⁸
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 1T 2025
CELSIA TOLIMA	CELSIA TOLIMA	95,39

⁷ C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

⁸ C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

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

Fuente: Histórico de Mercados-COT 2025

La Opción Tarifaria (COT) para el segundo trimestre de 2025 muestra una dispersión significativa entre los agentes que se acogieron a lo establecido en la Resolución CREG 101 028 de 2023, reflejando el avance diferenciado en el proceso de normalización de sus saldos acumulados.

Los valores más altos del COT, superiores a 80 \$/kWh, se concentran en agentes como Celsia (Tolima), CETSA, Afinia y EDEQ. Este nivel indica que, para estos comercializadores, el impacto de la incorporación del saldo histórico del COT al componente de Comercialización (C) es sustancial, contribuyendo de manera importante al costo unitario final que pagan sus usuarios.

Un grupo intermedio, con valores entre 40 y 70 \$/kWh, incluye a agentes como CHEC, Celsia (Valle), CENS, EMSA, EPM y CEDENAR. Para estos, el COT representa una contribución moderada pero aún significativa al componente C.

Finalmente, un conjunto de agentes presenta valores de COT inferiores a 30 \$/kWh, destacándose Enel Colombia con un valor de 0,00 \$/kWh. Esto sugiere que, para el periodo analizado, este agente no trasladó saldos acumulados de la opción tarifaria o que su proceso de normalización ha avanzado de manera distinta. La presencia de un valor nulo consolida la posición de eficiencia relativa de este agente en la estructura del componente de Comercialización durante el trimestre.

Esta heterogeneidad en los valores COT subraya el impacto dispar que tiene la normalización de este mecanismo en los costos de comercialización de cada agente, dependiendo de la magnitud de los saldos diferidos históricos y del ritmo de su incorporación a la tarifa.

12.5 Pérdidas (PR)

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

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

Donde

- $G_{m,i,j}$ Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, para el mes m determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.
- $IPRSTN_{m-1}$ Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes m-1, conforme a la metodología vigente.
- $IPR_{n,m,j}$ Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j, en el mes m, acumulados hasta el nivel de tensión n del Sistema de Distribución respectivo.

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

- T_m Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m determinados conforme al artículo 9o. de la presente resolución.
- $CPROG_{j,m}$ Cargo en \$/kWh por concepto del Plan de Pérdidas, del Mercado de Comercialización j, en el mes m.

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

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

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

CPROG

- El CPROG se calcula primordialmente con base a los costos anuales del plan (CAP) de gestión de pérdidas aprobado por la CREG a los operadores de red y cuyo cálculo se basa en un modelo de costos eficientes, Este costo se mantiene constante en un horizonte

de diez años y están dados en pesos de diciembre de 2017. Las variables que dan la variabilidad de este cargo corresponden a la indexación de los costos, y los flujos de energía que normalizan el cargo a unidades de \$/kWh.

- El CAP se compone de dos costos: el costo por administración, mantenimiento y operación de las pérdidas (AOMP) e inversión en activos que no son clasificables como unidades constructivas (INVNUC); es decir, una componente de mantenimiento y otra de inversión. La componente de mantenimiento se reconoce para todos los operadores de red, mientras que la componente de inversión corresponde a aquellos operadores de red que tienen un plan de reducción aprobado y que este costo fuera aprobado diferente de cero por parte de la CREG.
- Dependiendo del estado del plan de reducción, el reconocimiento del INVNUC puede cambiar:
 - Activos: se reconoce la totalidad del INVNUC aprobado.
 - Suspensión: esta variable tendrá un valor de cero por un periodo de un año.
 - Cancelación: se deja de reconocer INVNUC y el prestador deberá devolver en un periodo de doce (12) meses lo recibido durante el periodo que incumplió las metas de reducción con intereses, pero sin indexación.

Es de resaltar que la causa principal para la suspensión o cancelación de un plan de reducción de pérdidas es el incumplimiento durante un periodo o dos periodos consecutivos de la senda de reducción de pérdidas por parte del operador. La única excepción se dio en la Resolución CREG 167 de 2020, la cual relajó estas condiciones debido a la emergencia sanitaria por COVID-19 pero cuyas disposiciones ya no se encuentran vigentes.

- El estado anual del plan de reducción de pérdidas es resultado de la evaluación del plan de reducción de pérdidas que realiza el LAC durante el mes de marzo de cada año. En este primordialmente el LAC calcula el índice de pérdidas totales de los mercados para los cuales aún no tengan el plan cancelado, compara el resultado con las metas anuales de reducción aprobadas por la CREG, y determina el estado del plan acorde con disposiciones regulatorias dadas en la Resolución CREG 015 de 2018.

Bajo las anteriores consideraciones, aclarado lo anterior, en la Tabla 441 se muestra el resumen de los CAP de cada uno de los OR y el estado del plan, ya que a la fecha existen OR que tienen suspendido el reconocimiento de la inversión. Se aclara que el plan de reducción y mantenimiento de pérdidas se evalúa en abril de cada año.

Tabla 441. CAP por OR existentes

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)
123-2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756
148-2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697	-	\$ 10.722.816.697
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737	-	\$ 4.566.244.737
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473	-	\$ 6.763.754.473
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869	-	\$ 6.589.880.869

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455	-	\$ 1.350.754.455
072-2021	ELECTROHUIL A	SI	\$ 5.240.552.443	-	\$ 5.240.552.443
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962
027-2021	ELECTROCAQ UETA	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488
140-2021	ENERGUAVIA RE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349
157-2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504	-	\$ 7.088.747.504
193-2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634	-	\$ 2.644.569.634
122-2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528	-	\$ 39.973.464.528
004-2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217	-	\$ 453.982.217
158-2019	ESSA	NO	\$ 8.015.441.240	-	\$ 8.015.441.240
139-2021	EMSA	NO	\$ 7.297.802.102	-	\$ 7.297.802.102
199-2020	ENELAR	NO	\$ 91.853.750	-	\$ 91.853.750
119-2020	EBSA	NO	\$ 2.677.470.146	-	\$ 2.677.470.146
020-2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277	-	\$ 1.672.018.277
017-2021	EPUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651	-	\$ 63.093.651
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795	-	\$ 31.852.970.795
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0	-	\$ 0
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000	-	\$ 3.028.500.000

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

El análisis de la Tabla 1, que detalla los Costos Anuales del Plan (CAP) aprobados para los Operadores de Red, revela la estructura de costos reconocida para la gestión y reducción de pérdidas, diferenciando claramente a los agentes con Plan de Reducción de Pérdidas (PRP) de aquellos que solo tienen aprobado el costo de mantenimiento.

Los Operadores de Red con Plan de Reducción de Pérdidas (PRP = SI) tienen un CAP compuesto por dos partes: el costo de Administración, Operación y Mantenimiento de Pérdidas (AOMP) y, en algunos casos, la Inversión en activos no clasificables como Unidades Constructivas (INVNUC). Se destacan los elevados montos de INVNUC aprobados para AIR-E y CARIBEMAR, lo que refleja el reconocimiento regulatorio de la necesidad de inversiones masivas para reducir las pérdidas no técnicas en sus redes. Para otros como Celsia Valle y Electrocaquetá, el INVNUC también representa una parte significativa de su CAP. Para los OR con PRP pero con INVNUC aprobado en cero (como CENS, CEO y DISPAC), el CAP corresponde únicamente al componente de mantenimiento (AOMP).

Los Operadores de Red sin Plan de Reducción de Pérdidas (PRP = NO) tienen un CAP conformado exclusivamente por el componente AOMP, que remunera el costo eficiente de gestionar las pérdidas en su nivel actual. CODENSA (Enel Colombia) y EPM presentan los montos de AOMP más altos, acorde con su escala y extensión de red. Ruitoque tiene un CAP de \$0, indicando que no tiene costos reconocidos por este concepto bajo la metodología vigente.

Esta distinción es fundamental, pues determina si un OR puede recibir remuneración por inversiones en reducción de pérdidas (INVNUC). El estado del PRP (Activo, Suspendido o Cancelado), evaluado anualmente por el LAC, define si el OR efectivamente recibe o debe devolver los recursos asociados al INVNUC, impactando directamente el valor del cargo CPROG que se traslada en el componente de Pérdidas del Costo Unitario.

Tabla 442 Resultados de la evaluación del plan de reducción de pérdidas para la vigencia 2025.

OR	Mercado	Estado plan	Efecto remuneración
AIR-E	CARIBE SOL	Suspendido	Pierde INVNUC entre junio de 2025 y mayo de 2026
AFINIA	CARIBE MAR	Cancelado	Deberá devolver lo recibido por INVNUC durante de 24 meses, equivalente a alrededor de \$147 MCOP 2017, a partir de junio de 2025. Periodo de devolución: 12 meses
CELSIA COLOMBIA	VALLE	Activo	Se reactiva el plan. Recupera INVNUC a partir de junio de 2025
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	Activo	
EEP	CARTAGO	Activo	
ENERGUAVIARE	ENERGUAVIARE	Suspendido	Pierde INVNUC entre junio de 2025 y mayo de 2026
EMCALI	CALI	Cancelado	Ninguno. INVNUC aprobado 0.
CEO	CAUCA	Cancelado	Ninguno. INVNUC aprobado 0. Plan cancelado en 2023.
CENS	NORTE DE SANTANDER	Cancelado	Ninguno. INVNUC aprobado 0.
DISPAC	CHOCÓ	Cancelado	Ninguno. INVNUC aprobado 0.
ELECTROHUILA	HUILA	Cancelado	Ninguno. INVNUC aprobado 0. Plan cancelado en 2023.

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

la evaluación de los Planes de Reducción de Pérdidas (PRP) para la vigencia 2025, aplicables a partir de junio de 2025, generan impactos financieros directos y divergentes sobre los Operadores de Red (OR).

AIR-E y ENERGUAVIARE tienen sus planes suspendidos por incumplimiento de metas. Esto implica que pierden el derecho a recibir la remuneración por inversiones (INVNUC) durante un año, desde junio de 2025 hasta mayo de 2026, afectando a la baja su cargo CPROG.

AFINIA (Caribe Mar) enfrenta la consecuencia más severa: la cancelación de su plan por incumplimiento reiterado. Debe devolver los ingresos recibidos por INVNUC durante 24 meses, con intereses, en un plazo de 12 meses. Esto generará un CPROG negativo durante el periodo de devolución, representando un reembolso a los usuarios.

Celsia Colombia (Valle) logra reactivar su plan, por lo que recupera el derecho a cobrar el INVNUC a partir de junio de 2025, incrementando su CPROG.

Los OR con planes cancelados pero con INVNUC aprobado en cero (como EMCALI, CEO, CENS, DISPAC, Electrohuila) no sufren un efecto financiero directo, ya que su CPROG solo contenía el componente de mantenimiento (AOMP). Celsia (Tolima) y EEP Cartago mantienen sus planes activos sin cambios.

Tabla 443.Valores CPROG 2T 2025.

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

Operador de Red	ABRIL	MAYO	JUNIO
ENEL COLOMBIA_BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	4,26	4,29	4,33
ENELAR_ARAUCA	0,15	0,15	0,15
ENERCA_CASANARE	16,33	16,42	16,51
ENERGUAVIARE_GUAVIARE	4,87	4,88	5,22
EPM_ANTIOQUIA	5,17	5,21	5,24
ESSA_SANTANDER	3,71	3,75	3,75
RUITOQUE_RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

Fuente: Formato SUI T11 – cálculos DTGE 2025.

De esta información es de destacar que durante el mes de marzo de 2025 el LAC realizó la evaluación del plan de reducción de pérdidas para la vigencia 2025 sobre los mercados de comercialización cuyo plan se encontraba en estado activo o suspendido. Para aquellos para los cuales el plan fue cancelado para la evaluación de la vigencia 2023 (HUILA y CAUCA) el LAC deja de realizar esta evaluación para los respectivos operadores. Con base en estas consideraciones y en las tablas presentadas anteriormente, se destacan las siguientes novedades

- El plan de reducción de pérdidas de AIR-E es suspendido como resultado del incumplimiento de la senda de reducción para la vigencia evaluada. Lo anterior implica que la remuneración por concepto de INVNUC es suspendida por un periodo de doce meses (junio 2025 a mayo 2026) con opción de ser recuperada en caso de cumplir con la meta de la vigencia 2025. Lo anterior implica que el CPROG de AIR-E se reduce de un valor de 18,42 \$/kWh en mayo de 2025 a 2,25 \$/kWh en junio de 2025, una caída del 87,8% y se espera que CPROG de este comercializador se mantenga en valores cercanos durante el periodo de suspensión.
Es de recalcar que teniendo en cuenta las condiciones de gestión de pérdidas en este mercado y la meta del siguiente año, existe una alta probabilidad de que se cancele el plan de reducción por incumplimiento reiterado de la meta.
- El plan de reducción de pérdidas de ENERGUAVIARE es suspendido como resultado del incumplimiento de la senda de reducción para la vigencia evaluada. Lo anterior implica que la remuneración por concepto de INVNUC es suspendida por un periodo de doce meses (junio 2025 a mayo 2026) con opción de ser recuperada en caso de cumplir con la meta de la vigencia 2025. Lo anterior implica que el CPROG de este comercializador se reduce de un valor de 5,25 \$/kWh en mayo de 2025 a 0,16 \$/kWh, una caída del 96,95%. El CPROG de este comercializador se espera se mantenga en valores cercanos durante el periodo de suspensión.
- El plan de reducción de pérdidas de EMCALI, CENS y DISPAC es cancelado por incumplimiento reiterado de metas. No obstante, teniendo en cuenta que para estos operadores se aprobó un plan de reducción con INVNUC de 0, entonces su CPROG no se ve afectado y continúan recibiendo remuneración por concepto de mantenimiento de pérdidas.
- El plan de reducción de pérdidas de CELSIA COLOMBIA para el mercado VALLE se reactiva por cumplimiento de metas, lo que implica un aumento del CPROG de 4,19 \$/kWh en el mes de mayo a 4,85 \$/kWh en el mes de junio, un incremento de 15,75%.
- El plan de reducción de pérdidas de AFINIA es cancelado por incumplimiento reiterado de metas. A diferencia de otros prestadores para los cuales la cancelación no tuvo efecto en su remuneración, el INVNUC aprobado para este es diferente de cero, por lo que aplica

devolución de ingreso e implica una reducción del CPROG de 5,84 \$/kWh en el mes de mayo a -11,22 \$/kWh, una reducción de 292%.

Como Anexo a este documento, se encuentra la explicación detallada de cómo aplicará esta devolución, pero a grandes rasgos en un periodo de doce meses contados a partir de junio de 2025 el prestador devolverá el equivalente de 24 meses de INVNUC con intereses, pero sin indexación. Lo anterior implica que al no tener en cuenta la indexación, y asumiendo que los intereses son una clase de “indexación”, el ingreso a devolver es menor que lo cobrado a los usuarios. Si bien lo anterior iría en contravía con el principio de devolución de ingreso, lo que resultó en que los usuarios terminaran pagando este déficit, es necesario aclarar que la omisión de la indexación no fue causada por el operador ni por el Liquidador y Administrador de Cuentas, sino por la misma metodología regulatoria vigente. Índices de pérdidas reconocidos

- Bajo la metodología vigente, estas corresponden a la suma entre los índices de pérdidas eficientes y los índices de pérdidas adicionales.
- Los índices de pérdidas eficientes pueden entenderse como el de un umbral a partir del cual el costo de la inversión requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más alto que reconocer dichas pérdidas a través de tarifa. Estas fueron actualizadas por la CREG en la aprobación de cargos de cada OR bajo la metodología vigente y se han mantenido constantes a lo largo del periodo tarifario. Para los niveles de tensión 2 al 4, pueden interpretarse como las pérdidas técnicas del sistema, mientras que en el nivel de tensión 1 es la suma de las pérdidas técnicas y una porción de las pérdidas no técnicas.
- Los índices de pérdidas adicionales corresponden a un incentivo adicional introducido por la metodología vigente con el fin de que en un horizonte de 10 años los operadores de red redujeran sus pérdidas de energía de nivel de tensión 1 hasta las pérdidas eficientes. El cálculo de este índice depende primordialmente de las condiciones iniciales de las pérdidas totales en nivel de tensión 1 y el nivel de inversión anual ejecutado por parte del respectivo mercado. Por lo tanto, su cálculo no depende de las condiciones reales de los mercados de comercialización y estos índices decrecen con una tasa constante hasta llegar a cero en un horizonte de diez años.
- Un operador de red que atiende un mercado de comercialización es candidato a pérdidas adicionales si reunió dos condiciones a fecha de corte⁹: no contar con resolución particular en el marco de la Resolución CREG 167 de 2011 y tener pérdidas totales de nivel de tensión 1 mayores a las reconocidas. En caso de ser candidato, para poder garantizar un índice de pérdidas adicionales diferente de cero, el operador debe ejecutar anualmente inversiones equivalentes de al menos 4% del Costo de Reposición de Referencia (CRR), y se obtiene el máximo posible con al menos el 7% de este costo.
- Las pérdidas reconocidas son calculadas anualmente por XM y se actualizan durante el mes de marzo de cada año para su aplicación durante el mes de abril. Este cálculo en principio se basa en la información suministrada por los operadores sobre el nivel de inversiones ejecutadas con respecto al CRR.

Durante el ciclo de aplicación de cargos para el año 2025, aplicado a partir de este trimestre y hasta marzo de 2026, en la Tabla 44 se presentan los índices de pérdidas aplicados

⁹ Diciembre de 2017 para todos los operadores de red excepto AIR-E y AFINIA para los cuales, por disposiciones del régimen tarifario especial, corresponde a diciembre de 2020.

Tabla 444 Índices de pérdidas reconocidos de nivel de tensión 1 para los mercados de comercialización.

Comercializador	Mercado	Candidato pad.	xr,t	pj,1	pej,1	padj,1
AIR-E	CARIBE SOL	Si	1,25%	11,67%	11,67%	0,00%
AFINIA	CARIBE MAR	Si	7,76%	18,21%	11,67%	6,54%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	Si	5,69%	10,01%	8,50%	1,51%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	Si	4,34%	8,14%	8,14%	0,00%
CHEC	CALDAS	No	3,57%	7,73%	7,73%	0,00%
CEDENAR	NARIÑO	Si	2,26%	9,39%	9,39%	0,00%
CENS	NORTE DE SANTANDER	Si	4,30%	10,48%	9,12%	1,36%
CETSA	TULUA	No	1,17%	7,74%	7,74%	0,00%
CEO	CAUCA	Si	4,08%	9,78%	8,66%	1,12%
ESSA	SANTANDER	No	4,33%	9,96%	9,96%	0,00%
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	Si	6,41%	11,05%	9,30%	1,75%
ELECTROHUILA	HUILA	Si	1,14%	9,26%	9,26%	0,00%
EMSA	META	Si	3,18%	7,47%	7,47%	0,00%
ENELAR	ARAUCA	Si	0,92%	7,44%	7,44%	0,00%
EBSA	BOYACÁ	Si	8,36%	11,18%	10,98%	0,20%
ENERCA	CASANARE	Si	1,11%	10,18%	10,18%	0,00%
EEP	CARTAGO	Si	7,32%	10,53%	7,27%	3,26%
EEP	PEREIRA	No	4,74%	7,95%	7,95%	0,00%
EDEQ	QUINDIO	No	7,51%	8,06%	8,06%	0,00%
EEBPSA	BAJO PUTUMAYO	Si	1,67%	6,74%	6,74%	0,00%
EEPSA	PUTUMAYO	Si	6,91%	10,18%	8,92%	1,26%
EMEVASI	SIBUNDOY	Si	0,00%	8,91%	8,91%	0,00%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	Si	4,05%	7,44%	5,78%	1,66%
DISPAC	CHOCÓ	Si	2,01%	7,63%	7,63%	0,00%
EMEESA	POPAYÁN PURACE	Si	10,13%	7,95%	7,95%	0,00%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Si	0,90%	6,64%	6,64%	0,00%
EPM	ANTIOQUIA	No	6,38%	10,41%	10,41%	0,00%
ENEL	BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	No	4,89%	9,58%	9,58%	0,00%
RUITOQUE	RUITOQUE	No	0,00%	9,57%	9,57%	0,00%

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

Adicionalmente, en la Tabla 445 se presenta el contraste entre las pérdidas reconocidas de los operadores de red para los cuales se presentó novedad en los índices de pérdidas reconocidos entre el ciclo 2024 y 2025.

Tabla 445 Novedades en los índices de pérdidas reconocidas

Comercializador	Mercado	2024		2025		Delta_P j,1
		Xr,t	Pj,1	Xr,t	Pj,1	
AFINIA	CARIBE MAR	7,99%	19,50%	7,76%	18,21%	-1,29%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	8,01%	10,80%	5,69%	10,01%	-0,79%
CENS	NORTE DE SANTANDER	6,15%	10,93%	4,30%	10,48%	-0,45%
CEO	CAUCA	4,04%	10,11%	4,08%	9,78%	-0,33%
ELECTROCAQUET A	CAQUETA	11,87%	11,59%	6,41%	11,05%	-0,54%
ELECTROHUILA	HUILA	4,02%	10,71%	1,14%	9,26%	-1,45%
EBSA	BOYACÁ	9,12%	11,26%	8,36%	11,18%	-0,08%
ENERCA	CASANARE	4,94%	10,54%	1,11%	10,18%	-0,36%
EEPSA	PUTUMAYO	6,34%	9,53%	6,91%	10,18%	0,65%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	4,05%	7,97%	4,05%	7,44%	-0,52%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	6,10%	7,79%	0,90%	6,64%	-1,15%
EEP	CARTAGO	10,26%	11,68%	7,32%	10,53%	-1,15%

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

De esta manera, se tienen las siguientes observaciones, las cuales aplican desde abril de 2025 y hasta el final del primer trimestre de 2026:

- Se presenta una reducción de las pérdidas reconocidas para los prestadores ELECTROHUILA, ENERCA y EMCALI debido a que sus pérdidas adicionales caen a cero dado que su nivel de ejecución de inversiones estuvo por debajo del 4% del CRR.
- Se presenta una reducción de las pérdidas reconocidas de los prestadores AFINIA, CELSIA TOLIMA, CENS, CEO, ELECTROCAQUETÁ, EBSA, EMCALI y ENERGUAVIARE y EEP CARTAGO debido al decrecimiento de las pérdidas adicionales que se deriva de su formulación.
- Se presenta un aumento en las pérdidas reconocidas de los prestadores EEPSA del cual no es claro el motivo por el cual ocurre debido a que, teniendo en cuenta que el nivel de inversiones ejecutadas por el prestador se mantuvo, se espera una reducción del índice de pérdidas adicionales similar al visto para los anteriores prestadores.

Asimismo, es importante anotar que, en la fórmula definida para el costo de pérdidas, las pérdidas reconocidas influyen en el factor de escala asociado a las componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas. Por un lado, este factor de escala es de crecimiento exponencial, el cual empieza a presentar diferencias significativas con un crecimiento lineal cuando las pérdidas reconocidas son mayores al 10%, lo que en principio afectó ampliamente a los mercados de la región Caribe desde julio de 2021, y continúa afectado para el mercado de CARIBE MAR.

Por otro lado, y continuando con la anterior anotación, la magnitud de la componente de pérdidas tiende a estar sujeta a los valores de la componente tarifaria de Generación y Transmisión, donde el valor de las pérdidas asociadas al componente de Generación corresponde aproximadamente a un 85% del componente de Pérdidas, mientras el 15% restante corresponde al valor de las pérdidas asociadas al componente de Transmisión. Asimismo, la volatilidad de esta componente tiende a estar más asociada a las dinámicas de estas componentes, más que lo que ocurra en el CPROG teniendo en cuenta que esta se remunera con base en un costo anual fijo y, dependiendo de la magnitud de las pérdidas reconocidas, su contribución al costo total de la componente puede no ser tan significativo que aquel asociado a las componentes de Generación y Transmisión.

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

En ese orden de ideas, en la Tabla 446 para los mercados atendidos por el comercializador integrado al OR diferentes al mercado conformado por sus redes, se mostrará como «resto» y para los comercializadores totalmente puros se mostrará como «todos».

Tabla 446. Componente de Pérdidas (PR) 2T 2025

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) Abril	Componente PR (\$/kWh) Mayo	Componente PR (\$/kWh) Junio
AIRE	CARIBE SOL	104,49	98,52	110,35
CARIBEMAR	CARIBE MAR	182,32	154,10	162,33
CEDENAR	NARIÑO	59,72	60,24	58,79
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	81,13	83,49	92,87
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	56,99	58,70	65,57
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	55,19	56,77	63,47
CENS	NORTE DE SANTANDER	86,22	79,07	78,62
CEO	CAUCA	88,38	89,44	87,27
CETSA	TULUÁ	53,18	53,98	53,39
CHEC	CALDAS	70,46	58,63	66,51
DISPAC	CHOCÓ	73,74	74,23	51,66
EBSA	BOYACÁ	67,08	69,02	72,19
EDEQ	QUINDÍO	59,20	57,56	62,06
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	69,47	70,42	73,46
EEBP	BAJO PUTUMAYO	61,32	62,44	61,15
EEP	CARTAGO	77,09	78,53	82,20
EEP	PEREIRA	55,87	57,00	59,64
ELECTROHUILA	HUILA	95,59	96,57	95,14

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) Abril	Componente PR (\$/kWh) Mayo	Componente PR (\$/kWh) Junio
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	62,25	59,50	63,73
EMEVASI	SIBUNDOY	82,67	82,95	81,30
EMSA	META	56,82	57,40	61,53
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	67,13	63,42	65,27
ENELAR	ARAUCA	65,00	65,88	67,19
ENERCA	CASANARE	95,47	97,18	91,85
EPM	ANTIOQUIA	61,57	61,96	64,28
ESSA	SANTANDER	83,18	83,93	81,84
RUITOQUE	RUITOQUE	56,60	57,20	62,37
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	99,23	100,02	98,71
AIRE	OTROS MERCADOS	68,07	68,79	56,14
CETSA	OTROS MERCADOS	68,85	69,86	68,91
EEP	OTROS MERCADOS	69,11	70,49	73,75
EPM	OTROS MERCADOS	64,53	66,98	65,34
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	74,25	74,94	81,22
ASC INGENIERIA	TODOS	64,65	65,82	64,07
BIA ENERGY	TODOS	95,80	93,09	92,04
Enel X Colombia	TODOS	83,59	85,11	83,84
ENERBIT	TODOS	-	-	86,22
ENERTOTAL	TODOS	88,46	88,14	87,90
PEESA	TODOS	58,53	57,76	59,04
QI ENERGY	TODOS	82,76	77,51	105,37
VATIA	TODOS	80,28	70,63	77,70

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

El componente de Pérdidas (PR) para el segundo trimestre de 2025 muestra valores elevados y una gran dispersión entre mercados, con un claro líder en términos de costo.

El mayor valor del componente se registró para CARIBEMAR en el mercado Caribe Mar, con un promedio trimestral que supera los 160 \$/kWh, alcanzando un pico de 182,32 \$/kWh en julio. Este valor excepcionalmente alto es consistente con los altos índices de pérdidas reconocidos históricamente para este mercado y el impacto del factor de escala exponencial en la fórmula de cálculo.

Otros mercados con componentes de pérdidas significativamente altos son Electrocaquetá, ENERCA, Electrohuila y EMEVASI, todos con promedios trimestrales superiores a los 90 \$/kWh. Estos costos reflejan la combinación de sus estructuras de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas, junto con el elevado costo de la generación que sirve de base para su cálculo.

En el extremo opuesto, mercados como CETSA en Tuluá, EEP en Pereira y EMCALI presentan los componentes de pérdidas más bajos, con promedios en torno a los 55-65 \$/kWh. Para los Comercializadores Puros, los valores son variables, destacándose el alto valor de QI ENERGY en septiembre.

La amplia brecha entre el valor más alto y el más bajo (cercana a 130 \$/kWh) subraya el impacto determinante que tienen las pérdidas de energía, sumadas al costo de los programas para reducirlas (CPROG), en la competitividad tarifaria final de cada región. El componente PR actúa como un amplificador de las ineficiencias técnicas y comerciales de la red, penalizando con mayor fuerza a los mercados que ya parten de costos de generación y distribución elevados..

Tabla 447. Variación Componente Pérdidas 4T vs 3T

SIGLA	NOMBRE MERCADO	PROMEDIO 1T	PROMEDIO 2T	% Variación Componente PR
AIRE				
ASC INGENIERIA				
BIA ENERGY				
CARIBEMAR	CARIBE MAR			
CEDENAR	NARIÑO	113,58	111,91	-1,48%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	68,42	68,55	0,19%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	51,97	40,88	-21,34%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	153,19	113,61	-25,84%
CENS	NORTE DE SANTANDER	66,62	58,44	-12,28%
CEO	CAUCA	72,84	46,63	-35,98%
CETSA		105,98	73,55	-30,60%
CHEC		74,83	55,18	-26,25%
DISPAC	CHOCÓ	90,65	64,76	-28,56%
EBSA	BOYACÁ	88,23	76,82	-12,93%
EDEQ	QUINDÍO	75,77	57,27	-24,42%
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	63,77	56,78	-10,97%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	72,65	71,97	-0,95%
EEP		81,86	61,62	-24,72%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	69,60	57,24	-17,76%
ELECTROHUILA	HUILA	88,44	77,79	-12,04%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	72,51	57,97	-20,06%
EMEVASI	SIBUNDOY	76,48	66,44	-13,13%
EMSA	META	98,10	76,97	-21,54%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	92,65	79,59	-14,09%
Enel X Colombia		71,73	46,79	-34,77%
ENELAR	ARAUCA	77,16	77,18	0,02%
ENERBIT		69,82	56,67	-18,84%
ENERCA	CASANARE	69,36	57,03	-17,78%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	92,64	79,70	-13,97%
ENERTOTAL		64,87	56,25	-13,29%

SIGLA	NOMBRE MERCADO	PROMEDIO 1T	PROMEDIO 2T	% Variación Componente PR
EPM		86,04	78,48	-8,79%
ESSA	SANTANDER	93,01	74,88	-19,49%
QI ENERGY		70,18	63,72	-9,21%
RUITOQUE		87,97	84,63	-3,80%
VATIA		73,64	61,06	-17,08%
AIRE		85,91	63,79	-25,75%
ASC INGENIERIA		95,44	72,70	-23,82%
BIA ENERGY	CARIBE MAR	88,74	79,79	-10,08%
CARIBEMAR	NARIÑO	77,91	67,35	-13,55%
CEDENAR	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	113,58	111,91	-1,48%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	68,42	68,55	0,19%

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

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

- Devolución de ingreso por cancelación de PRP – CARIBE MAR.

El estado de suspensión y cancelación del plan de reducción tienen implicaciones sobre la remuneración a recibir, la cual se ve reflejada en la componente CPROG de la fórmula de costos de pérdidas empleada en la fórmula tarifaria. Por un lado, la suspensión del plan implica que se deja de reconocer la componente de inversión del plan de reducción (INVNUC) en la remuneración a recibir. Por otro lado, la cancelación del plan implica la devolución con intereses de los ingresos recibidos durante los periodos de tiempo para los cuales hubo incumplimiento de metas. Esto reflejado en la fórmula del ingreso total a devolver definida en el numeral 7.3.6.4.2 del Anexo General de la resolución CREG 015 de 2018:

$$ITD_j = INVNUC_{j,m} * T * (1 + r)$$

Donde

- ITD_j: Ingreso total a devolver por el OR j, en pesos, a la fecha de cálculo.
- INVNUC_{j,m}: Costo mensual de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j, aplicable para los planes de reducción de pérdidas. Se calcula dividiendo la variable INVNUC_{j,m} de que trata el numeral 7.3.2.3, entre 120.
- T: Número de meses del período que inicia a partir del primer mes del período de incumplimiento y finaliza el mes para el cual el LAC alcanzó a publicar el último LCPROG antes de la cancelación del plan.
- r: Corresponde a 1,5 veces el interés bancario corriente anual para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, certificado por la Superintendencia Financiera, vigente en la fecha de cancelación del plan. En caso que este valor supere la tasa máxima permitida, la variable será igual a esta última

Respecto a la variable T, la CREG a través del concepto S2025003245 aclara lo siguiente:

- La variable T del numeral 7.3.6.4.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 corresponde al número de meses para los cuales el OR recibió ingresos por

concepto de la variable INVNUCj, pero se presentó incumplimiento de la meta, por cada periodo anual respectivo.

Aplicado al caso de AFINIA, el contraste entre los periodos en los cuales el INVNUC fue parte del costo anual del plan reconocido, y el cumplimiento de metas para las vigencias correspondientes se ilustra en la Tabla 448.

Tabla 448 Contraste reconocimiento de INVNUC y cumplimiento del plan de reducción para AFINIA.

Reconocimiento INVNUC						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Enero	Aprobación de cargos	INVNUC inicial + ajuste AIMCP	Suspendido	INVNUC + retroactivo 2023	Suspendido o	Devolución de ingreso
Febrero						
Marzo		Suspendido + AIMCP		Suspendido + Retroactivo 2023	Cancelado	
Abril						
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto	INVNUC inicial + ajuste AIMCP ¹⁰	Suspendido	Suspendido	Devolución de ingreso		
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						
Cumplimiento plan de reducción						
	Incumplimiento o	Cumplimiento o	Incumplimiento o	Incumplimiento o		

Fuente elaboración propia.

De lo anterior se pueden derivar las siguientes consideraciones

- Vigencia 2021: Por disposición regulatoria para todos los ORs, el costo anual al inicio del plan de reducción tuvo en cuenta el INVNUC. Este fue el caso de AFINIA para los cuales en el periodo entre agosto de 2021 (inicio de liquidación del CPROG) y mayo de 2022. Adicionalmente, se agrega el ajuste al ingreso mensual del costo de pérdidas en el cual se distribuye el costo no recibido durante el periodo en el cual se aprobaron los cargos, siendo este periodo aplicado para AFINIA entre agosto de 2021 y julio de 2022. En conjunto lo anterior constituye el reconocimiento del INVNUC para la vigencia 2021. En abril de 2022, el LAC determinó que en aplicación de las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020 para esta vigencia el plan de reducción fue suspendido por incumplimiento de meta y desmejora con respecto a la vigencia anterior. Por lo tanto, en principio, por incumplimiento durante la vigencia 2021, y que se consideró INVNUC de un equivalente de 12 meses asociados a esta vigencia, se agregan 12 meses a la variable T.

¹⁰ AIMCP: ajuste al ingreso mensual por remuneración de gestión de pérdidas. Corresponde a lo que no fue reconocido al OR durante el periodo en que la CREG estaba aprobado los cargos del respectivo OR y que este debió haber recibido dicha remuneración.

- Vigencia 2022: Si bien el resultado inicial de la evaluación de esta vigencia fue mantener suspendido el plan, el resultado final de reactivarlo por mejora con respecto al periodo anterior reflejó una señal de “cumplimiento” teniendo en cuenta las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020, así la senda hubiera sido incumplida.
No obstante, es de destacar que este resultado impactó la remuneración para la vigencia 2023. Durante la vigencia 2022 (mayo 2022 a abril de 2023) por suspensión del plan resultado de la evaluación de la vigencia 2021, no se tuvo en cuenta INVNUC en el costo del plan durante esta y por ende no fue tenido en cuenta en la remuneración. Por consiguiente, T se mantiene en 12.
- Vigencia 2023: Durante los meses de mayo a diciembre de 2023 no se tuvo en cuenta el INVNUC debido a que en este periodo el LAC consideró mantener suspendido el plan. No obstante, resultado del derecho de petición interpuesto por AFINIA, el LAC consideró que el plan debía ser reactivado al reevaluar el resultado de la evaluación de la vigencia 2022, y el ingreso dejado de recibir por no tener en cuenta el INVNUC se redistribuiría en un periodo equivalente de siete meses (enero a julio de 2024). Esto quiere decir que AFINIA recibió durante los primeros siete meses de 2024 lo correspondiente a la remuneración del costo del plan incluyendo INVNUC para la vigencia 2023 (mayo de 2023 a abril de 2024).
En abril de 2024 el LAC determinó que en aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 el plan fue suspendido por incumplimiento de metas. Por lo tanto, en principio, por incumplimiento durante la vigencia 2023, y que se consideró INVNUC de un equivalente de 12 meses asociados a esta vigencia, se agregan 12 meses a la variable T, resultando en un total de 24 meses.
- Vigencia 2024: no se tiene en cuenta el INVNUC de la vigencia 2024 (mayo 2024 a abril 2025) en costo del plan y la remuneración recibida por AFINIA. Adicionalmente, se incumple nuevamente la meta para esta vigencia, resultando en incumplimiento reiterado y con ello la cancelación del plan. De esta manera, T se mantiene en 24.

En conclusión, la variable T correspondiente al número de periodos a devolver por parte de AFINIA corresponde a 24 meses. Teniendo esto en cuenta, es posible estimar el ingreso total a devolver (ITD) por parte de la empresa como se presenta en la Tabla 449.

Tabla 449 Aproximación Ingreso Total a Devolver por AFINIA por concepto de cancelación del plan de reducción.

INVNUC _m (COP 2017)	58.210.790.981
Interés ¹¹	17,31%
r	0,25965
T (meses)	24
ITD	146.650.445.718

Fuente elaboración propia.

Es decir, el ingreso total a devolver por parte de AFINIA corresponde a aproximadamente 146.650 MCOP 2017, los cuales será retornados en un periodo de 12 meses (junio 2025 a mayo de 2026).

¹¹ De acuerdo con la información semanal reportada por los establecimientos de crédito entre las semanas con corte del 28 de marzo al 18 de abril de 2025, se certifica en 17,31% efectivo anual el interés bancario corriente para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, el cual tendrá vigencia entre el 1 y el 31 de mayo de 2025. Tomado de : <https://www.superfinanciera.gov.co/loader.php?IServicio=Tools2&ITipo=descargas&IFuncion=descargar&iFile=1075715>

Sobre el ingreso a devolver, en el requerimiento de información de la evaluación integral hecha a AFINIA durante este trimestre, el prestador estimó que presentarían una reducción de ingresos de alrededor de 287 MMCOP, lo que se reflejaría en una reducción en el costo unitario de prestación del servicio (por reducción del CPROG) de entre 27 y 28 \$/kWh. Se presume esto corresponde a estimar el ITD con un número de periodos a devolver de 48 meses.

Ahora bien, es de resaltar que, a diferencia del CPROG, la formulación regulatoria del ITD y INVNUCD no tienen en cuenta indexación basada en ingresos de precios al productor nacional (IPP), las cuales se presentan a continuación.

$$CPR OG_{j,m} = \frac{CAP_j}{\sum_{m=-14}^{-3} VTSN_{j,m} + VCP_j + VCI_j} * \frac{IPP_{m-2}}{IPP_0} - INVNUCD$$

$$INVNUCD = \frac{ITD_j}{\sum_{m=-14}^{-3} VTSN_{j,m} + VCP_j + VCI_j}$$

Donde $\sum_{m=-14}^{-3} VTSN_{j,m} + VCP_j + VCI_j$ corresponden a las ventas anuales del comercializador. Específicamente, la formula presentada anteriormente para el ITD parte de un INVNUC mensual que está dado en COP de diciembre de 2017. En principio su resultado estaría dado en este mismo marco de referencia; no obstante, puede llegarse a dar la interpretación de que el ajuste $(1 + r)$ (factor que incluye los intereses) corresponde a una forma de indexar, la cual es diferente de la indexación empleada para el cálculo de ingresos y cargos en la metodología de remuneración vigente como, por ejemplo, la contribución del CPROG correspondiente a la remuneración del plan de reducción. En caso de llegarse a dar esta interpretación, el ingreso a devolver por la empresa es menor a si se empleara indexación mediante IPP como se muestra en la siguiente tabla:

INVNUCm*T (COP 2017)	116.421.581.962
INVNUCm*T (COP 2025 IPP)	176.811.233.867
INVNUCm*T*(1+r)	146.650.445.718
Diferencia	30.160.788.149

En esta tabla, INVNUCm*T corresponde al ITD tal cual como está formulado en la regulación con esta variable removiendo el factor asociado a los intereses $(1 + r)$. Es decir, el ingreso base recibido por la empresa sin indexación o intereses. La segunda fila corresponde a este ingreso base indexado con base en el IPP, la cual si se compara con este costo base asumiendo que el factor $(1 + r)$ es un indexador, se tiene una diferencia de 30 MMCOP. Si no se diera la interpretación de que este factor es un indexador, entonces la formulación regulatoria no estaría teniendo en cuenta indexación. Si este es el caso, el ITD indexado con IPP resultaría en un ingreso a devolver de 222,72 MMCOP, 76MMCOP por encima de la devolución a aplicar.

En cualquiera de los casos, se evidencia que la devolución de ingresos por concepto de cancelación de pérdidas no está siendo indexado bajo el mismo mecanismo empleado para la remuneración recibida por el prestador, resultando en una devolución menor a lo que fue cobrado a los usuarios. Además, si el factor asociado al interés a aplicar se interpreta como un indexador, este no resulta en una devolución de ingreso equivalente a lo remunerado al prestador.

12.6 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 32. Fórmula Restricciones



Fuente: Elaboración DTGE 2025

A continuación, se presenta el comportamiento del componente de Restricciones (R) correspondiente al segundo y tercer semestre 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 se relacionan los valores en \$/kWh para cada agente, así como la variación porcentual trimestral, permitiendo identificar la magnitud de los ajustes derivados de la operación del sistema y de la normalización de los saldos del Costo de Restricciones del Sistema (CRS).

Tabla 51. Variación Componente Restricciones 1T 2025 vs 2T 2025

EMPRESA	TRIMESTRE 1T 2025	TRIMESTRE 2T 2025
AIRE	23,86	71,64
ASC INGENIERIA	13,79	49,59
BIA ENERGY	38,70	61,67
CARIBEMAR	18,84	62,05
CEDENAR	15,55	50,05
CELSIA COLOMBIA	15,17	55,27
CENS	18,62	45,59
CEO	15,79	44,53
CETSA	15,34	57,44
CHEC	16,69	53,15
DISPAC	15,95	54,13

EMPRESA	TRIMESTRE 1T 2025	TRIMESTRE 2T 2025
EBSA	14,83	44,60
EDEQ	16,31	41,40
EE PUTUMAYO	15,04	44,85
EEBP	16,08	58,30
EEP	17,01	51,88
ELECTROCAQUETÁ	15,25	50,12
ELECTROHUILA	17,11	51,27
EMCALI	14,39	53,86
EMEVASI	17,53	55,57
EMSA	18,04	57,54
ENEL COLOMBIA	16,54	52,27
Enel X Colombia	16,58	39,17
ENELAR	20,04	65,38
ENERBIT	14,81	50,21
ENERCA	17,85	54,62
ENERGUAVIARE	14,89	49,68
ENERTOTAL	16,70	48,09
EPM	14,98	39,43
ESSA	18,71	45,08
QI ENERGY	15,07	48,69
RUITOQUE	13,89	40,95
VATIA	14,01	50,21

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

El componente de Restricciones para el segundo trimestre de 2025 revela un incremento generalizado, significativo y uniforme en los costos para la totalidad de los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, en comparación con el primer trimestre.

Todos los agentes, sin excepción, experimentaron un aumento sustancial en el valor de este componente. Las alzas son notorias, con los valores del segundo trimestre ubicándose, en la mayoría de los casos, entre dos y medio a tres veces por encima de los registrados en el periodo anterior. Este patrón de incremento es consistente en todos los segmentos: grandes comercializadores, medianos, pequeños y comercializadores puros.

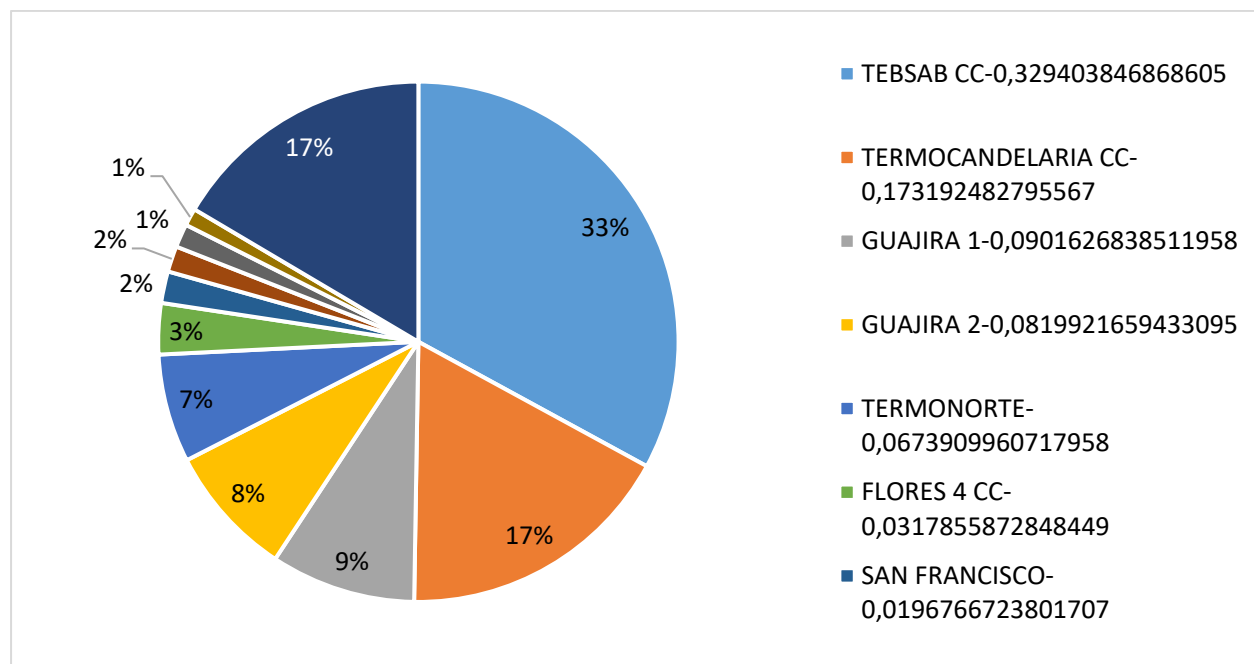
AIR-E, CARIBEMAR, ENELAR, BIA Energy y EEBP se encuentran entre los agentes con las mayores alzas absolutas. Sin embargo, la tendencia alcista es general. Incluso los valores más bajos del segundo trimestre superan ampliamente los valores más altos reportados en el primero.

Este comportamiento unánime y marcado sugiere de manera contundente que durante el segundo trimestre de 2025 se presentaron condiciones sistémicas en el Sistema Interconectado Nacional que generaron costos excepcionales por restricciones operativas. Según el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, esto indica una mayor necesidad de despachar generación costosa para mantener la seguridad del sistema y/o la presencia de limitaciones más severas o frecuentes en la red de transmisión nacional (STN) y regional (STR). El aumento generalizado

evidencia que este fue un fenómeno de sistema que impactó por igual a todos los comercializadores, trasladándose finalmente a los costos de todos los usuarios regulados.

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

Figura 33. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)



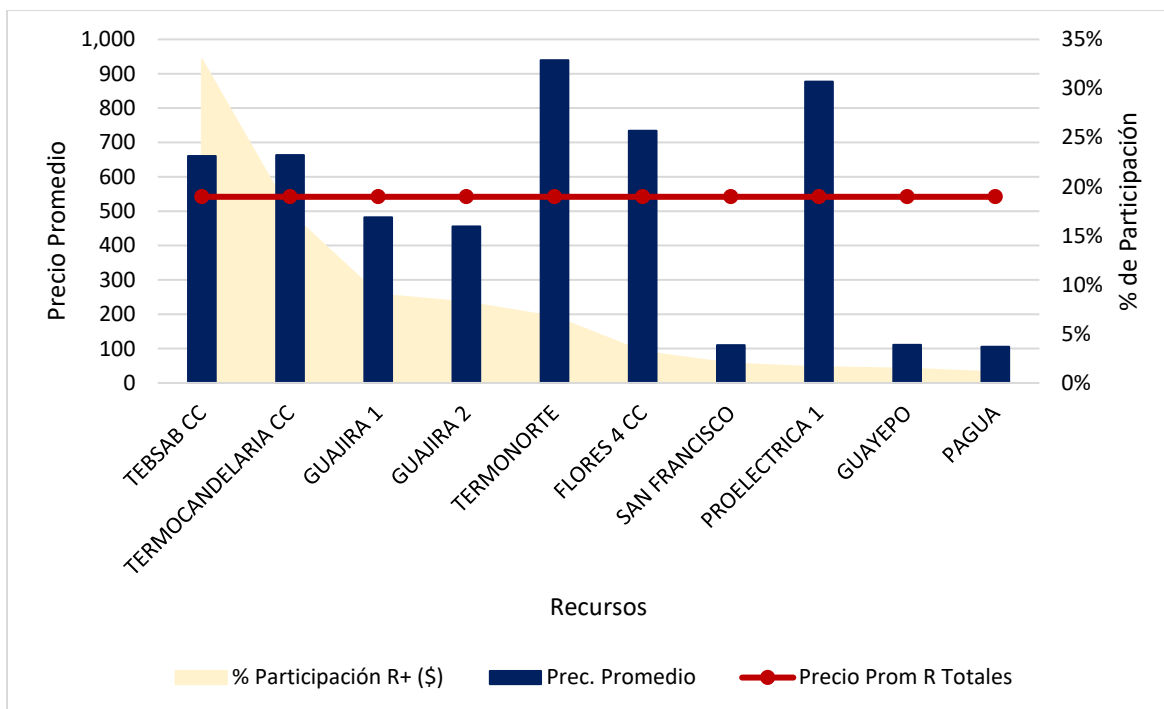
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

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

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

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

Figura 34. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales



Fuente: Elaboración DTGE 2025 a partir de información de XM

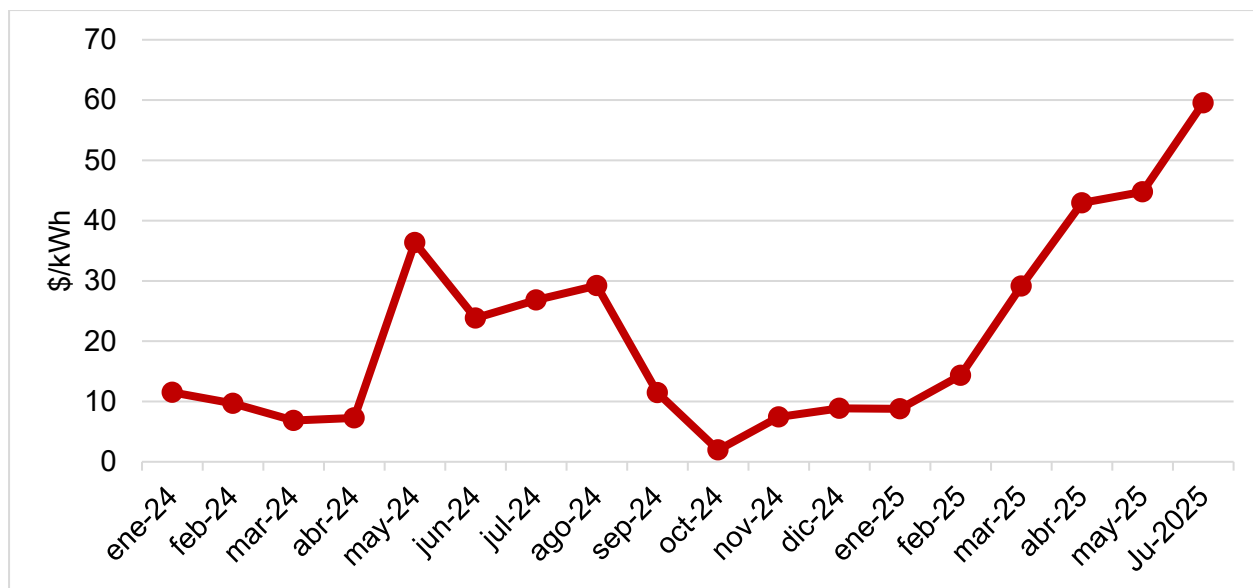
Durante el primer trimestre de 2025, TEBSAB CC concentró el 21,69% de la reconciliación positiva, impulsado por un volumen significativo de energía reconciliada y un precio promedio (802,42 \$/kWh) superior al valor de referencia del sistema (694,02 \$/kWh). En contraste, PROELECTRICA 1 registró la menor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

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

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

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

Figura 35. Promedio Componente R (\$/kWh)



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

El análisis de la evolución histórica del componente promedio de Restricciones muestra un cambio dramático en su comportamiento e impacto dentro de la estructura del Costo Unitario. Luego de un periodo de relativa estabilidad durante gran parte del año 2024, se observa un punto de inflexión a mediados de ese año, dando inicio a una tendencia alcista que se ha acelerado de manera pronunciada durante el año 2025. Este patrón es claramente visible en la Figura 37.

La trayectoria ascendente se ha intensificado en el segundo trimestre de 2025, alcanzando valores sin precedentes recientes. El promedio del componente para junio de 2025 supera considerablemente todos los registros de los meses anteriores presentados, marcando un máximo histórico en la serie. Este salto cuantitativo indica que los costos asociados a las restricciones operativas del sistema, necesarias para mantener la seguridad y confiabilidad del servicio, han pasado de ser un factor moderado a un elemento de presión significativo y creciente en la formación de la tarifa eléctrica para los usuarios regulados.

13. TARIFAS APLICADAS

Se relaciona la segmentación de la aplicación de las tarifas:

Tabla 52. 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 primer trimestre de 2025:

Estratos Residenciales

Tabla 53. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales

SIGLA	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3
AIRE	515,56	644,46	800,44
CARIBEMAR	474,10	592,62	803,27
CEDENAR	429,57	536,96	798,93
CELSIA COLOMBIA	429,95	537,44	735,67
CENS	431,62	539,53	795,42
CEO	447,12	558,90	842,76
CETSA	388,33	485,40	646,94
CHEC	428,12	535,15	823,77
DISPAC	418,11	522,64	810,00
EBSA	407,31	509,03	758,86

EDEQ	429,74	537,18	812,37
EE PUTUMAYO	358,48	448,10	761,77
EEBP	446,96	558,71	833,11
EEP	171,59	214,48	291,55
ELECTROCAQUETÁ	438,66	548,33	813,75
ELECTROHUILA	428,20	535,25	883,63
EMCALI	397,15	496,43	650,90
EMEVASI	488,45	610,56	938,94
EMSA	394,82	493,53	757,41
ENEL COLOMBIA	381,81	477,27	698,92
ENELAR	414,80	518,50	880,17
ENERCA	402,97	503,71	718,74
ENERGUAVIARE	386,88	483,60	805,05
EPM	79,20	99,00	147,22
ESSA	414,56	518,20	761,95

Fuente: Formato SUI T3 2025

Las tarifas aplicadas a los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3 para el segundo trimestre de 2025 revela disparidades significativas entre los diferentes comercializadores, reflejando las distintas estructuras de Costo Unitario y los subsidios aplicados.

Se observa una amplia dispersión en los valores. Para el estrato 3, que paga el costo total del servicio, las tarifas oscilan entre valores relativamente bajos, como los de EEP (291,55 \$/kWh) y EPM (147,22 \$/kWh), y valores notablemente altos, como los de EMEVASI (938,94 \$/kWh), Electrohuila (883,63 \$/kWh) y ENELAR (880,17 \$/kWh). Esta variación de más de 790 \$/kWh para un mismo estrato evidencia el impacto acumulado de las diferencias en todos los componentes del CU (Generación, Distribución, Pérdidas, etc.) entre mercados.

Para los estratos 1 y 2, los valores son consistentemente más bajos debido a la aplicación de los subsidios establecidos en la Ley 1117 de 2006 y la Resolución CREG 003 de 2021, los cuales cubren hasta el 60% y 50% del costo de prestación, respectivamente. Sin embargo, el orden relativo entre comercializadores se mantiene: los agentes con un CU base más alto trasladan tarifas subsidiadas más elevadas que aquellos con un CU base más bajo.

Esta heterogeneidad tarifaria es el resultado final de las brechas en eficiencia operativa, costos regionales y estructuras de red analizadas en los componentes previos del boletín, materializándose en el costo que efectivamente pagan los usuarios en cada región del país.

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 54. Tarifas Aplicadas Estrato 4

SIGLA	Estrato 4
AIRE	941,69
CARIBEMAR	945,02
CEDENAR	939,92

SIGLA	Estrato 4
CELSIA COLOMBIA	865,49
CENS	935,79
CEO	991,49
CETSA	761,10
CHEC	969,14
DISPAC	952,94
EBSA	892,77
EDEQ	955,73
EEP	818,98
ELECTROCAQUETÁ	957,35
ELECTROHUILA	1039,56
EMCALI	765,76
EMSA	891,07
ENEL COLOMBIA	822,26
ENELAR	1035,49
ENERCA	845,58
ENERGUAVIARE	947,11
EPM	836,21
ESSA	896,42
RUITOQUE	891,01

Fuente: Formato SUI T3 2025

Las tarifas aplicadas al estrato 4, que paga el costo total de prestación del servicio sin subsidio, consolida la evidencia de las marcadas diferencias regionales en el costo de la energía eléctrica para el segundo trimestre de 2025.

La dispersión de valores es amplia, con un rango que supera los 270 pesos por kilovatio-hora. En el extremo superior, los mercados de Huila (Electrohuila) y Arauca (ENELAR) presentan las tarifas más elevadas, superando los 1.030 \$/kWh. Le siguen mercados como Cauca (CEO), Chocó (DISPAC) y Putumayo (Electrocaquetá) con valores cercanos o superiores a los 950 \$/kWh. Estos altos costos son el resultado acumulado de componentes de generación, distribución y pérdidas particularmente elevados en esas regiones.

En el extremo inferior, se ubican mercados con tarifas más bajas, destacándose CETSA (761,10 \$/kWh) y EMCALI (765,76 \$/kWh). EPM, Enel Colombia, ENERCA y EEP también presentan tarifas para el estrato 4 por debajo de los 840 \$/kWh, reflejando estructuras de costos más eficientes o condiciones regionales más favorables.

Esta tabla representa la expresión final y sin subsidios del Costo Unitario analizado a lo largo del boletín. La posición de cada comercializador en este ranking está directamente determinada por el desempeño agregado de todos sus componentes tarifarios (G, T, D, C, PR, R) durante el trimestre, evidenciando la brecha de competitividad tarifaria entre las diferentes regiones del país.

Estratos Comerciales/industriales

Tabla 55. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales

SIGLA	ESTRATO 4
AIRE	1130,03
CARIBEMAR	1134,03
CEDENAR	1127,90
CELSIA COLOMBIA	1038,59
CENS	1122,95
CEO	1189,79
CETSA	913,32
CHEC	1162,96
EBSA	1071,33
EDEQ	1146,87
EEP	982,78
ELECTROCAQUETÁ	1148,82
ELECTROHUILA	1247,48
EMCALI	918,92
EMSA	1069,29
ENEL COLOMBIA	986,71
ENELAR	1242,59
ENERCA	1014,70
ENERGUAVIARE	1136,54
EPM	1003,45
ESSA	1075,70
RUITOQUE	1104,47

Fuente: Formato SUI T3 2025

los usuarios comerciales e industriales para el segundo trimestre de 2025 muestran los valores más elevados del sistema, al reflejar el costo total de prestación sin ningún tipo de subsidio, y confirma la profunda heterogeneidad regional en los costos energéticos que enfrentan las empresas en Colombia.

Las tarifas para este segmento superan consistentemente los 900 \$/kWh y, en los casos más altos, se acercan a los 1.250 \$/kWh. Electrohuila y ENELAR lideran nuevamente la lista con las tarifas más altas, situándose como las regiones con el costo de energía comercial más oneroso. Les siguen mercados como CEO (Cauca), CHEC (Caldas/Pereira), Electrocaquetá y EDEQ (Quindío), todos con valores superiores a los 1.140 \$/kWh.

En el extremo opuesto, CETSA y EMCALI presentan las tarifas comerciales más bajas, aunque aún superan los 910 \$/kWh. EPM, Enel Colombia, ENERCA y EEP conforman un grupo con tarifas comerciales por debajo de los 1.015 \$/kWh, ofreciendo una ventaja competitiva relativa para el sector productivo en sus zonas de influencia.

Esta amplia brecha, donde la tarifa comercial más alta es aproximadamente un 36% mayor que la más baja, tiene implicaciones directas para la competitividad regional. Las empresas que operan en zonas con costos de energía significativamente superiores enfrentan una desventaja estructural en sus costos operativos, lo cual puede influir en decisiones de inversión y localización industrial dentro del país.

14. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS

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

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

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

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

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

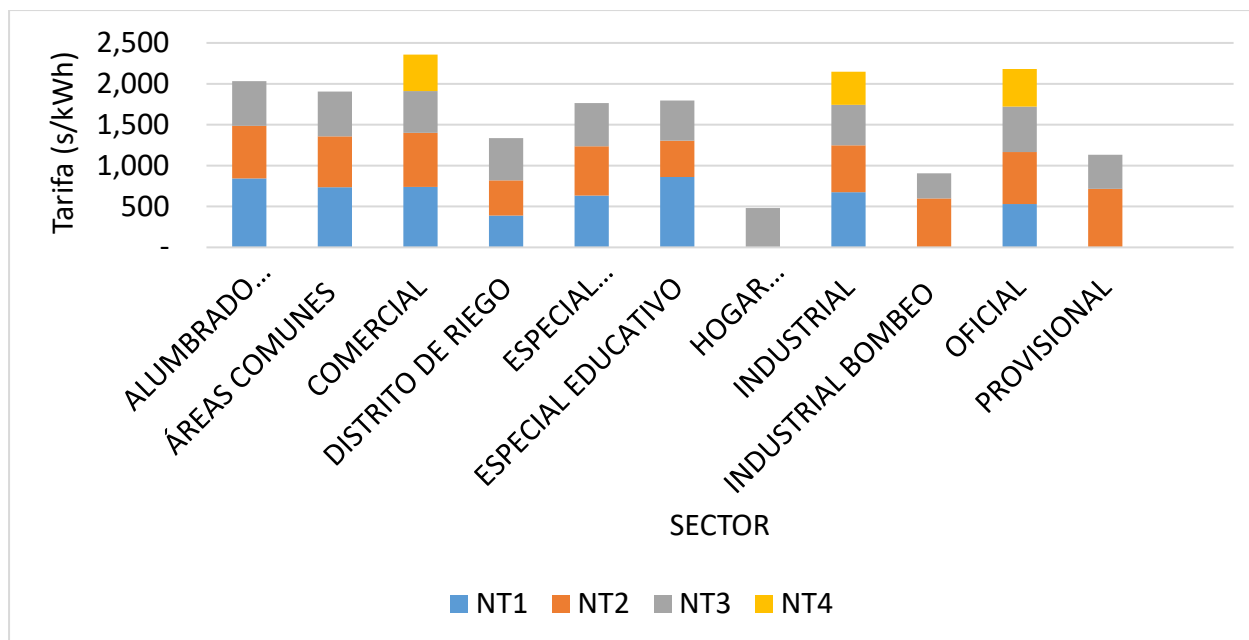
El análisis de la tarifa promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de ABRIL, MAYO y JUNIO de 2025, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución SSPD 12515 de 2021

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

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

Figura 36. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Del análisis comparativo se observa una marcada heterogeneidad en los valores totales por sector. Esta diferencia responde a la composición y magnitud de los componentes tarifarios NT1–NT4, los cuales representan costos asociados a:

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

Este comportamiento permite evidenciar que la variabilidad tarifaria no depende únicamente del consumo, sino de la estructura de costos regulados aplicable a cada categoría.

La tarifa total está altamente influenciada por NT3 y especialmente NT4, lo cual es consistente con la regulación de cargos específicos por sector.

El sector Oficial presenta la tarifa más elevada, debido a una combinación de NT2 alto y un NT4 dominante.

Hogar Comunitario, Provisional y Distrito de Riego presentan las tarifas más bajas, reflejando regímenes tarifarios especiales y la no aplicación de NT4.

La estructura tarifaria muestra coherencia técnica con el marco regulatorio de la CREG y el esquema de reporte T12 del SUI, donde cada componente refleja un costo asociado a la prestación y uso del sistema. El análisis multicomponente evidencia que los sectores no residenciales concentran los mayores cargos, lo que se relaciona con su mayor impacto en el sistema y en los costos totales de operación.

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

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	949,1706	586,7600509		
Áreas Comunes	695,043875	694,22935		
Comercial	723,6292025	716,6878402	593,0579811	442,11
Especial Asistencial		657,3138625	528,24435	
Especial Educativo		650,12455	614,729075	
Hogar Comunitario			480,84049	
Industrial	738,7283059	637,437021	498,9684901	436,233594
Oficial	484,4805064	565,4350507	475,1846071	503,88

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Centro presenta una estructura tarifaria relativamente balanceada, con presencia de valores en NT2 y NT3 para la mayoría de sectores, y una participación limitada de NT4, concentrada únicamente en los sectores Comercial e Industrial. Esto genera una dispersión tarifaria moderada, donde los mayores valores se observan en:

- NT3 del sector Especial Asistencial, que constituye el componente más alto de la ADD.
- NT4 de los sectores Comercial e Industrial, los únicos con impacto desde este nivel de tensión.

La distribución evidenciada sugiere que la ADD Centro mantiene un comportamiento tarifario estable, con variaciones sectoriales atribuidas principalmente a los costos de media tensión (NT2–NT3), y un impacto acotado del NT4 debido a su baja presencia en la estructura general.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	847,7126471	649,0755309		
Áreas Comunes		640,2299727	507,23865	
Comercial	710,6856744	636,8412375	447,1629211	430,2218738
Especial Asistencial	838,76	650,6438597		
Especial Educativo		461,7693653		
Industrial	512,5768394	434,7839381	454,0817416	369,5983588
Oficial	251,75	609,1244426	608,8528571	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Occidente evidencia una estructura tarifaria con valores diferenciados entre sectores, especialmente por la presencia variada de NT1 y NT2. El NT3 actúa como componente intermedio con cargas moderadas, mientras que el NT4 tiene participación limitada pero significativa en sectores como Comercial e Industrial. La dispersión tarifaria se explica por la heterogeneidad en el uso de redes y niveles de tensión, generando un perfil tarifario diversificado dentro del área.

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

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		672,3666484		
Áreas Comunes	814,3116725	588,1909472	522,635095	
Comercial	800,289168	684,4246327	560,3376008	
Distrito de Riego	388,7572417	385,6246092	440,593715	
Especial Asistencial	582,527465	639,6126556		
Especial Educativo	861,123075	689,0359517		
Industrial	766,4786421	644,2803751	567,5732562	445,759375
Industrial Bombeo			307,1412	
Oficial		740,006893	596,4608636	441,24

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Oriente muestra una estructura tarifaria marcadamente heterogénea, con participación amplia en NT1–NT3 y una presencia puntual de NT4. Se destacan valores elevados en NT2 y NT3 para sectores como Oficial e Industrial, que concentran la mayor proporción de costos. La composición tarifaria refleja fuertes variaciones derivadas de la asignación de costos por nivel de tensión, generando diferencias notables entre sectores y reforzando un comportamiento tarifario con mayor dispersión en esta ADD.

Tabla 53. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		691,6809211		
Áreas Comunes			590,664	
Comercial	856,932825	701,1630958	516,0364203	
Industrial	997,28	832,8397188	482,9616888	402,2852167
Oficial	674,042	442,436255	386,2800567	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Sur presenta la mayor carga tarifaria total combinada (NT1–NT4), debido a la estructura de costos del sector Industrial, que exhibe valores altos en casi todos los niveles de tensión. La presencia de cargas significativas en NT2 y NT3 incrementa el CU total, mientras que el NT4 complementa una estructura tarifaria robusta y altamente costosa. Esto evidencia costos del sistema elevados y una mayor incidencia de componentes complementarios dentro de esta área.

Tabla 54. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	787,4348229	381,4715653	546,04	
Áreas Comunes		642,8582877	557,5678744	
Comercial	536,9455471	629,1122736	444,4127693	488,9966667
Distrito de Riego		610,7972833	655,9463882	

Especial Asistencial		0		
Especial Educativo		0	0	
Industrial	676,9279631	584,5455097	522,7397416	314,2706418
Industrial Bombeo		598,1285289		
Oficial	936,135	628,2250418	574,5021053	456,540025
Provisional		715,5758667	309,56381	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La categoría Sin ADD presenta una estructura tarifaria altamente diferenciada entre sectores, con variabilidad amplia en NT1–NT3 y un NT4 que actúa como el principal factor de diferenciación tarifaria. Los sectores Comercial y Oficial registran valores elevados en NT4, mientras que el sector Industrial presenta un NT4 extremadamente bajo, lo que modifica sustancialmente la carga tarifaria relativa entre sectores. La heterogeneidad entre niveles de tensión genera diferencias marcadas en el CU final de esta categoría.

15. 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 abril, mayo y junio de 2025.

Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato TC1

TC1. Inventario de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	0%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	67%	33%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	0%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	0%
COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL MUNICIPIO DE RIOSUCIO CHOCO S.A. E.S.P.	0%	100%
EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA COSTA	0%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	0%

TC1. Inventario de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	0%	100%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A	0%	100%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO S.A.	0%	100%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE CARMEN DEL DARIEN SA ESP	0%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	67%	33%

Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato TC2

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
A.S.C INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA SA ESP.	100%	0%
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	67%	33%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	0%
AMPERIUM ENERGY E.S.P S.A.S.	0%	100%
ASOCIADOS DE RECURSOS MERCANTILES S.A. E.S.P.	0%	100%
BEAM ENERGY INNOVATION S.A.S. E.S.P.	0%	100%
BIA ENERGY SAS ESP	100%	0%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	33%	67%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%
CEMEX ENERGY SAS ESP	100%	0%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.		
BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	0%
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	100%	0%
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA VITALUZ SAS ESP	0%	100%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	0%
COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	0%
DICELER S.A E.S.P.	100%	0%
DRUMMOND POWER SAS ESP	100%	0%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL MUNICIPIO DE RIOSUCIO CHOCO S.A. E.S.P.	0%	100%

EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA COSTA	0%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.		
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	67%	33%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	67%	33%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	0%	100%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A	0%	100%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO S.A.	0%	100%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILAIRIOS DE CARMEN DEL DARIEN SA ESP	0%	100%
EMPRESA DESARROLLO ENERGÉTICO NACIONAL SOCIEDAD DE ECONOMIA MIXTA SAS E.S.P.	0%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	67%	33%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	100%	0%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	0%	100%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE VIGIA DEL FUERTE	0%	100%
EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	0%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	67%	33%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	67%	33%
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%
Enel X Colombia SAS ESP	100%	0%
ENERBIT SAS ESP	100%	0%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	100%	0%
ENERXIA COLOMBIA SAS ESP	0%	100%
FRANCA ENERGIA SA ESP	100%	0%
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP	100%	0%
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP	100%	0%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	33%	67%
GENERSA S.A.S E.S.P.	100%	0%
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	67%	33%
ISAGEN S.A. E.S.P.	100%	0%

ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	67%	33%
JULIA-RD S.A. E.S.P.	0%	100%
MCI ENERGY S.A.S E.S.P	0%	100%
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP	100%	0%
NEU ENERGY SAS ESP	0%	100%
NEXTGY S.A.S. E.S.P.	0%	100%
panoresses	0%	100%
PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	100%	0%
QI ENERGY SAS ESP	100%	0%
RIOPAILA ENERGÍA SAS ESP	100%	0%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	67%	33%
SOI ENERGIA S.A.S E.S.P.	0%	100%
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP	67%	33%
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.	67%	33%
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	67%	33%
Transacciones Energeticas S.A.S Empresa de Servicios Públicos E.S.P	100%	0%
VATIA S.A.S. E.S.P.	100%	0%
XT ENERGIA SAS ESP	0%	100%

Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato TC3

TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	0%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	0%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	0%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	0%
COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL MUNICIPIO DE RIOSUCIO CHOCO S.A. E.S.P.	0%	100%
EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA COSTA	0%	100%
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	100%	0%

TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	CERTIFICADO	PENDIENTE
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A	0%	100%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO S.A.	0%	100%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILAIRIOS DE CARMEN DEL DARIEN SA ESP	0%	100%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	0%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A- E.S.P	100%	0%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	0%	100%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE VIGIA DEL FUERTE	0%	100%
EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	0%	100%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	0%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	100%	0%
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	100%	0%
VACHE SAS ESP	0%	100%

Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T3

T3. Tarifas Publicadas	CERTIFICADO	PENDIENTE
A.S.C INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA SA ESP.	100%	0%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	100%	0%
AMPERIUM ENERGY E.S.P S.A.S.		0%
ASOCIADOS DE RECURSOS MERCANTILES S.A. E.S.P.		0%
BEAM ENERGY INNOVATION S.A.S. E.S.P.		0%
BIA ENERGY SAS ESP	100%	0%
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	100%	0%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100%	0%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	100%	0%
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA VITALUZ SAS ESP		0%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	100%	0%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	100%	0%
DICELER S.A E.S.P.	33%	67%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL MUNICIPIO DE RIOSUCIO CHOCO S.A. E.S.P.		0%
EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA COSTA		0%
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A		0%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO S.A.		0%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE CARMEN DEL DARIEN SA ESP		0%
EMPRESA DESARROLLO ENÉRGETICO NACIONAL SOCIEDAD DE ECONOMIA MIXTA SAS E.S.P.		0%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	100%	0%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P		0%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	100%	0%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE VIGIA DEL FUERTE		0%
EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP		0%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	100%	0%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	100%	0%
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	100%	0%

Enel X Colombia SAS ESP	100%	0%
ENERBIT SAS ESP	100%	0%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	100%	0%
ENERXIA COLOMBIA SAS ESP		0%
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP		0%
JULIA-RD S.A. E.S.P.		0%
MCI ENERGY S.A.S E.S.P		0%
NEU ENERGY SAS ESP	100%	0%
NEXTGY S.A.S. E.S.P.		0%
panoresses	0%	100%
QI ENERGY SAS ESP	100%	0%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	100%	0%
SOI ENERGIA S.A.S E.S.P.		0%
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP	100%	0%
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	100%	0%
Transacciones Energeticas S.A.S Empresa de Servicios Públicos E.S.P	100%	0%
VATIA S.A.S. E.S.P.	100%	0%
XT ENERGIA SAS ESP		0%

Tabla 59. Estado Reporte de la Información Formato T6

T6.Opción Tarifaria	ABRIL		MAYO		JUNIO	
	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 60. Estado Reporte de la Información Formato T7

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

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

Tabla 61. Estado Reporte de la Información Formato T9

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	ABRIL		MAYO		JUNIO	
	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%

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	ABRIL		MAYO		JUNIO	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
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%	50,00%	50,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

16. 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

ABRIL – JUNIO
2025