



Superservicios



# BOLETÍN TARIFARIO

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

**PRIMER TRIMESTRE 2024**

19 DE SEPTIEMBRE 2024





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 el primer trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados

**Proyectaron:**

Natalia Ximena Castro Puentes  
Rafael Ricardo Rojas Peña  
*Profesionales del Grupo de Gestión Comercial en el SIN*

**Revisaron:**

Diego Fernando Borda Tovar  
*Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN*

Omar Camilo López López  
*Director Técnico de Gestión de Energía*

**Aprobó:**

Omar Camilo López López  
*Director Técnico de Gestión de Energía*

## Contenido

Introducción .....	8
Condiciones para la lectura, interpretación y uso de la Información.....	9
Interpretación y uso de la información .....	9
Operación Estadística.....	10
1. Actualidad tarifaria .....	12
2. Panorama nacional .....	13
3. Componente de Generación (G).....	15
4. Componente de Transmisión (T) .....	30
5. Componente de Distribución (D).....	36
6. Componente de Comercialización (C) .....	47
7. Componente de Pérdidas (PR).....	56
8. Componente de Restricciones (R).....	60
9. Opción Tarifaria .....	66
10. Tarifas aplicadas.....	69
11. Usuarios no regulados.....	72
Anexo 1.....	78
Anexo 2.....	82

## Lista de Figuras

Figura 1. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 1 .....	16
Figura 2. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 2 .....	17
Figura 3. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 3 .....	19
Figura 4. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 4 .....	20
Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro enero 2024.....	23
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro febrero 2024 .....	24
Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro marzo 2024.....	25
Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb enero 2024 .....	28
Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb febrero 2024 .....	28
Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb marzo 2024 .....	29
Figura 11. Comportamiento Componente T 4T .....	31
Figura 12. Composición del ingreso regulado Neto .....	36
Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro .....	39
Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente.....	39
Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente .....	40
Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur .....	40
Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 1T 2024 .....	43
Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 1T 2024 .....	43
Figura 19. Componente Comercialización 1T Grupo 1.....	48

Figura 19. Componente Comercialización 1T Grupo 2.....	50
Figura 21. Componente Comercialización 1T Grupo 3.....	51
Figura 22. Componente Comercialización 1T Grupo 4.....	53
Figura 23. COT de mercado enero - marzo 2024 (\$/kWh).....	55
Figura 24. Formula restricciones .....	61
Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 1T .....	62
Figura 26. Precios de Reconciliaciones .....	63
Figura 27. Promedio componente R 1T .....	64
Figura 28. Opción Tarifaria .....	67
Figura 29. Promedio tarifa aplicada (estrato 4) 4T.....	70

## Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de lectura .....	9
Tabla 2. Resoluciones expedidas y publicadas por la CREG 1T .....	13
Tabla 3. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado .....	14
Tabla 4. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 1 .....	16
Tabla 5. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 2 .....	17
Tabla 6. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 3 .....	18
Tabla 7. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 4 .....	20
Tabla 8. Promedio precios de bolsa y contratos 1T .....	26
Tabla 9. Valores G Transitorio (\$/kWh) 4T .....	30
Tabla 10. Proyectos con retraso enero 2024 .....	34
Tabla 11. Proyectos con retraso febrero 2024 .....	34
Tabla 12. Proyectos con retraso marzo 2024 .....	34
Tabla 13. Cálculo del componente de Trasmisión 1T .....	35
Tabla 14. Componente Distribución 1T .....	38
Tabla 15. . Incentivos de calidad media 1T 2024 .....	41
Tabla 16. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos 1T 2024 .....	44
Tabla 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte .....	45
Tabla 18. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur .....	46
Tabla 19. Proyectos compensados por PPA enero 2024 .....	46

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA febrero 2024 .....	46
Tabla 21. Proyectos compensados por PPA marzo 2024.....	47
Tabla 22. Componente Comercialización 1T Grupo 1 .....	48
Tabla 23. Componente Comercialización 1T Grupo 2 .....	50
Tabla 24. Componente Comercialización 1T Grupo 3 .....	51
Tabla 25. Componente Comercialización 1T Grupo 4 .....	52
Tabla 26. Listado de Comercializadores acogidos al COT .....	54
Tabla 27. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT.....	55
Tabla 28. Componente de Pérdidas (PR) 4T.....	56
Tabla 29. CAP por OR existentes.....	59
Tabla 30. valores CPROG 1T 2024 .....	59
Tabla 31. Promedio componente R 1T 2024 .....	64
Tabla 32. Detalles del cálculo Restricciones 1T .....	66
Tabla 34. Saldos acumulados 4T 2023 vs 1T 2024. Todos los NT.....	69
Tabla 35. Valores promedio del CUmin .....	75

## 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 durante el primer trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente 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 para los estratos 4. También se puede observar cómo ha sido la evolución y el impacto que ha generado la aplicación de la opción tarifaria y su recuperación en el marco de la Resolución CREG 101 028 de 2023. Finalmente, 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.

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 períodos 1M2024, 2M2024 y 3M2024. Esta información fue reportada por 37 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.

## Condiciones para la lectura, interpretación y uso de la Información.

El presente Boletín Tarifario incluye el análisis de la información reportada por los prestadores en el SUI para el primer trimestre de 2024, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes de diversas fuentes como XM, BANREP y O3, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

### Interpretación y uso de la información

- La información base del presente boletín proviene de los Formatos establecidos en el capítulo tarifario (T3, T4, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12) y los Formatos comerciales TC1 y TC2, conforme a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023, certificada por los prestadores en el SUI.
- 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 No 20171000204125 de 2017. Por tal motivo, es importante considerar que la fecha de cierre de los archivos de datos trabajados, corresponde al 5 de junio de 2024.

Tabla 1. Condiciones de lectura

Reporte/ Fuente	Condiciones
<b>Formato T3.</b> Tarifas Publicadas <b>Formato T4.</b> Actualización Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado, cargo horario, estrato/sector y tipo de tarifa.
<b>Formato T6.</b> Opción Tarifaria 168/2008	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 11 "Sam" y el campo 8 "CUv", filtrando por mercado y NT y PROP
<b>Formato T7.</b> Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR <b>Formato T8.</b> Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con los campos 3 "Gm",4 "Tm",5 "Pmm",6 "Dnm",7 "Cvm",8 "Rm" y 9 "CUvm", filtrando por mercado y NT y PROP
<b>Formato T9.</b> Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado.
<b>Formato T10.</b> Información ASIC y LAC – Comercializador	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 4 "DMRE" y el campo 6 "PRRE", filtrando por empresa.

Reporte/ Fuente	Condiciones
<b>Formato T11.</b> Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 2 “Dt1” y el campo 28 “CPROG”, filtrando por empresa.
<b>Formato T12.</b> Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por ADD.
<b>Formato T13.</b> Información General	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, relacionada con el campo 2 “STN MO”, filtrando por la zona sur o norte del cargo del nivel de tensión 4 del STR.
<b>Formato TC1.</b> Caracterización de Usuarios <b>Formato TC2.</b> Facturación a Usuarios	A partir de estos formatos se descarga un reporte del SUI a través del SQL para traer la información relacionada con los usuarios No Regulados (NR), filtrando por el tipo de tarifa del TC2.
<b>Formato CS1.</b> SAIDI y SAIFI.	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 1 “SAIDI Acumulado” y el campo 2 “SAIFI Acumulado”, filtrando por mercado.
Variables Macroeconómicas	Con el objetivo de analizar la evolución de las variables del entorno macroeconómico que regulatoriamente impactan las tarifas, se obtienen los datos sobre el Índice de Precios al Consumidor (IPC), Índice de Precios al Productor (IPP), Tasa Representativa del Mercado (TRM) IPC <a href="https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc">https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc</a> IPP <a href="https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp">https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp</a> TRM <a href="https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm">https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm</a> Esta información se encuentra integrada en los cálculos y análisis de los componentes que tienen una afectación directa.
Información de XM	Se extrae la información de XM a través de los canales disponibles para tal fin (Portal Privado, Sinergox, Chatbot y el FTP a través de Filezilla), correspondiente al detalle de las liquidaciones definitivas por ADD, Deltas STN, Deltas STR, Causas, Afac, trsm y el precio de bolsa nacional ponderado.
Información O3	Se extrae la información por prestador relacionada con número de usuarios y consumo por trimestre.

Fuente: Elaboración propia DTGE

## Operación Estadística

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

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

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

## Control de cambios al boletín

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

Fecha	Documentos modificados	Modificaciones

## 1. Actualidad tarifaria

Como se indicó en el pasado boletín del cuarto trimestre de 2023, para el mes de diciembre de 2023, la Comisión expidió la Resolución CREG 101 028 de 2023 la cual ofreció una solución a los comercializadores que les permitiera finalizar la aplicación de la opción tarifaria y recuperar los saldos acumulados a una fecha de corte en un periodo de hasta máximo 120 meses. Si bien, por recuperación de Saldos Acumulados de la opción tarifaria se espera un incremento en las tarifas (comportamiento evidenciado en octubre de 2023), la mencionada resolución transforma los Saldos Acumulados en la variable COT con el objeto de mantener la misma senda de costos unitarios que venían pagando los usuarios, pero terminando por completo la acumulación de saldos acumulados. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador a partir de la siguiente fórmula:

$$COT_{n,t,j,m} = \frac{SAOT_{n,m-1,t,j}}{VR_{n,t,j,m-2}}$$

El valor resultante de la aplicación de la anterior fórmula, se suma al componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación del Servicio por lo que lo impacta de manera importante.

De igual forma, la comisión expidió la Resolución CREG 101 029 de 2024 la cual tiene el fin principal de evitar incentivos negativos o algún un tipo de margen o remuneración que pueda considerarse como un costo ineficiente, modificando la tasa actualmente reconocida por los saldos acumulados en la variable  $SA_{n,m,i}$  y la variable PV, esto guarda relación directa con lo dispuesto en la Resolución CREG 012 de 2020, relativas a la opción tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica (i.e. de las cuales hacen parte las variables relativas al  $SA_{n,m,i,j}$  y el PV), así como también, tienen una relación de conexidad con la Resolución CREG 101 028 de 2023, con respecto a la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores, a efectos de que esta última no se vea afectada y pueda ser aplicada de manera correcta por parte de los agentes.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, en la Tabla 2 se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el primer trimestre de 2024 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Tabla 2. Resoluciones expedidas y publicadas por la CREG 1T

<u>Res. CREG/2024</u>	<u>Temática</u>
101 036	Por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de costo de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU)
105 007	Se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997 relacionados con desviaciones significativas.

Fuente: CREG –Normatividad

## 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el primer trimestre del 2024 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el CU de energía eléctrica y así obtener el comportamiento final en cada mercado, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que la actualiza o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

Es importante anotar que dentro del presente análisis y debido a la existencia de empresas comercializadoras de energía eléctrica con presencia en más de un mercado, se decidió utilizar un promedio simple de los componentes para cada uno de los mercados en los que la empresa tenga presencia, excepto para los comercializadores que son integrados al operador de red en alguno de los mercados en los que prestan el servicio, en estos casos se relaciona el valor de dicho mercado y aparte se relacionan los demás mercados en los que presta el servicio; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde al CU de NT1 con propiedad del OR de cada comercializador en dicho mercado.

Resultado del análisis, se encuentra que de las 37 empresas que reportaron información sobre la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos aplicados para este primer trimestre de 2024 corresponden a QI ENERGY para los meses de enero y febrero con valores de 1.380,82\$/kWh, 1.290,34\$/ y a AIR-E con un valor de 1.211,28\$/kW para el mes de marzo, estos tres en el mercado en el mercado Caribe sol. Asimismo, se debe tener en cuenta

que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, los valores pueden ser elevados por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador y para los casos en particular las empresas, no se encuentran acogidas a la Opción Tarifaria en el mercado Caribe sol pero si vienen recuperando saldos de opción tarifaria en el marco de la Resolución CREG 101 028 de 2023.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU para el primer trimestre de 2024, se encuentra la empresa PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S. P para el mes de enero con valores de 672,96\$/kWh, 677,75\$/kWh y 688,25\$/kWh en los mercados Caquetá, Meta y Casanare respectivamente; dichos valores corresponden al resultado de la aplicación de la metodología establecida a través de la Resolución CREG 119 de 2007.

A modo de resumen, en la Tabla 3 se indican las tarifas promedio por mercado para el trimestre, aclarando que corresponde a promedios simples de las tarifas de estrato 4 de todos los comercializadores que venden energía al usuario regulado en un mercado en específico.

**Tabla 3. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado**

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
GUAVIARE	SIN ADD	764,05
META	SUR	813,43
BOYACÁ	ORIENTE	828,28
CASANARE	SUR	830,13
PEREIRA	CENTRO	836,45
CAQUETÁ	SUR	843,12
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	843,48
BAJO PUTUMAYO	SUR	845,90
RUITOQUE	CENTRO	849,35
ANTIOQUIA	CENTRO	857,28
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	861,52
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	863,02
NARIÑO	OCCIDENTE	865,72
TULUÁ	OCCIDENTE	866,48
CALDAS	CENTRO	871,07
SANTANDER	CENTRO	872,08
QUINDÍO	CENTRO	879,57
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	884,46
HUILA	ORIENTE	885,71
ARAUCA	ORIENTE	886,83
TOLIMA	ORIENTE	896,24
PUTUMAYO	SUR	897,59
CHOCÓ	SIN ADD	916,64
CAUCA	OCCIDENTE	916,82
CARIBE MAR	SIN ADD	929,67
CARTAGO	OCCIDENTE	929,70
SIBUNDOY	SUR	947,54
CARIBE SOL	SIN ADD	1019,11

**Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE**

De la Tabla 3 se entiende que, en promedio, los mercados de comercialización de Cartago, Sibundoy y Caribe sol tienen la tarifa de estrato 4 más alta del país.

Para entender estos comportamientos, en las siguientes secciones se realiza el análisis desagregado de cada uno de los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio, de acuerdo con la información certificada por los prestadores en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución SSPD 12515 de 2021.

### **3. Componente de Generación (G)**

Teniendo en cuenta el tamaño de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, para el análisis del componente de Generación se determinó agrupar a las empresas de acuerdo con el número de usuarios, esto con el objetivo de crear grupos con características “similares” y poder realizar un análisis particular de cada grupo.

Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. La información del número de usuarios fue consultada del SUI.

Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresado en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente que corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3.914,97 \$/USD.

#### **Grupo 1**

El valor promedio para el primer trimestre de 2024 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 334,11 \$/kWh, 4,95 \$/kWh por debajo respecto al cuarto trimestre de 2023 que representa una disminución del 1,46%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde al prestador EPM para el mes de enero de 2024 con un valor igual a 289,09 \$/kWh en los mercados Bogotá-Cundinamarca, Tolima, Valle del Cauca y Cali - yumbo - puerto tejada, mientras que el mayor valor corresponde a

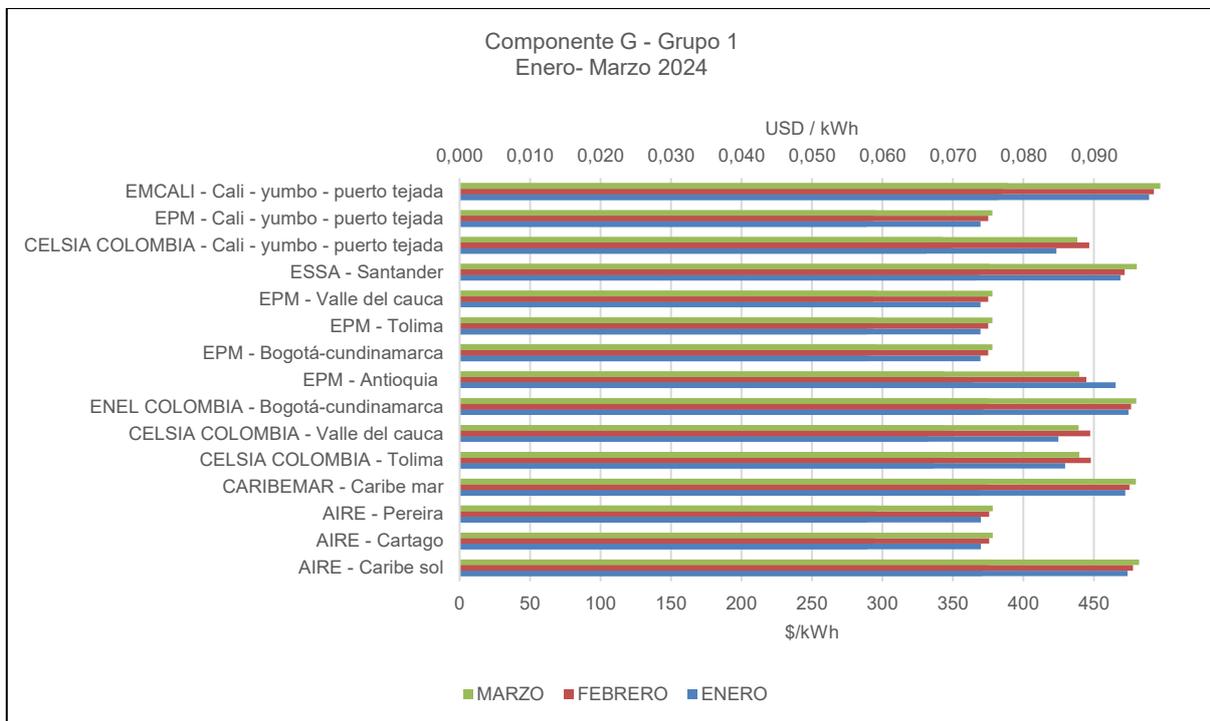
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S. P, con 389,05 \$/kWh para el mes de marzo de 2024. Ver Tabla 4 y Figura 1.

Tabla 4. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 1

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE - Caribe sol	370,84	373,83	377,18
AIRE - Cartago	289,33	293,93	295,89
AIRE - Pereira	289,33	293,93	295,89
CARIBEMAR - Caribe mar	369,52	371,91	375,42
CELSIA COLOMBIA - Tolima	336,04	350,36	343,89
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	332,36	350,06	343,55
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	371,22	372,72	375,51
EPM - Antioquia	364,19	347,95	343,92
EPM - Bogotá-Cundinamarca	289,09	293,46	295,82
EPM - Tolima	289,09	293,46	295,82
EPM - Valle del cauca	289,09	293,46	295,82
ESSA - Santander	366,81	369,10	376,01
CELSIA COLOMBIA - Cali - yumbo - puerto tejada	331,21	349,41	342,95
EPM - Cali - yumbo - puerto tejada	289,09	293,46	295,82
EMCALI - Cali - yumbo - puerto tejada	382,67	385,48	389,05

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 1. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Llama la atención que el componente G de EPM sea el mismo para los mercados de comercialización Bogotá-Cundinamarca, Tolima, Valle del Cauca y Cali - yumbo - puerto tejada, pero esto se debe a que en este mes el G corresponde al valor del Mc lo que

quiere decir que la empresa viene publicando tarifas en aras de preparar su participación en dichos mercados y, una vez cuente con usuarios, se verán valores de G en función del alfa de cada mercado.

## Grupo 2

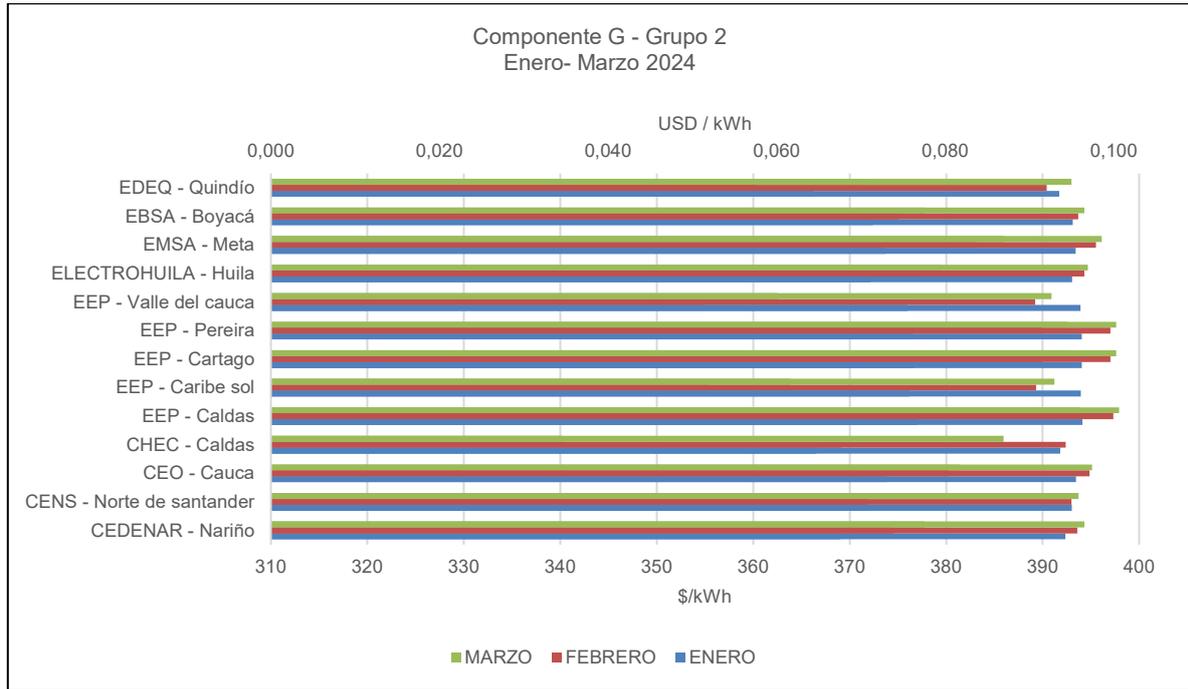
Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el primer trimestre de 2024 corresponde a 374,79 \$/kWh, 5,98% por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2023. Con un valor de 340,28 \$/kWh, CHEC S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de marzo de 2024; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. para el mes de marzo de 2024, con un valor igual a 393,90 \$/kWh. Ver Tabla 5 y Figura 2.

Tabla 5. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR - Nariño	369,03	374,51	377,76
CENS - Norte de Santander	372,01	371,83	375,07
CEO - Cauca	373,86	380,25	381,43
CHEC - Caldas	366,56	369,13	340,28
EEP - Caldas	376,97	391,18	393,90
EEP - Caribe sol	376,18	355,44	363,89
EEP - Cartago	376,62	389,94	392,64
EEP - Pereira	376,59	389,84	392,54
EEP - Valle del cauca	375,97	354,89	362,56
ELECTROHUILA - Huila	372,15	377,74	379,53
EMSA - Meta	373,70	383,13	385,94
EBSA - Boyacá	372,40	375,00	377,81
EDEQ - Quindío	366,17	360,39	371,80

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 2. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

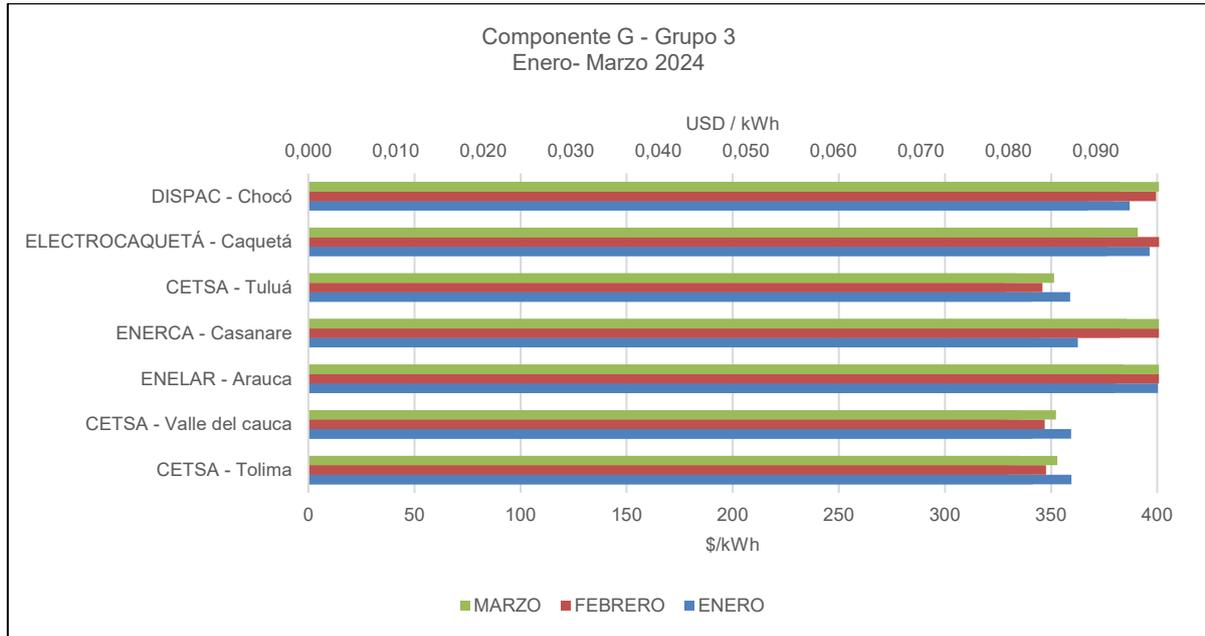
### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 359,63 \$/kWh, 1,07% por debajo del promedio del cuarto trimestre de 2023 equivalente a 3,90 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa CETSA S.A. E.S.P para el mes de febrero de 2024 igual a 328,40 \$/kWh en mercado Tuluá mientras que el mayor valor corresponde a la ELECTROCAQUETÁ E.S.P., con un valor de 403,84 \$/kWh para el mes de febrero de 2024. Ver Tabla 6 y Figura 3.

Tabla 6. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 3

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA - Tolima	341,38	329,96	335,04
CETSA - Valle del cauca	341,20	329,43	334,56
ENELAR - Arauca	380,09	380,99	383,96
ENERCA - Casanare	344,21	382,55	385,47
CETSA - Tuluá	340,84	328,40	333,63
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	376,42	403,84	371,11
DISPAC - Chocó	367,42	379,30	382,37

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 3. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 3**

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

#### Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., SOL & CIELO, BIA ENERGY., Enel X Colombia., ENERBIT, ITALENER S.A. ESP, y Transacciones Energéticas S.A.S., tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

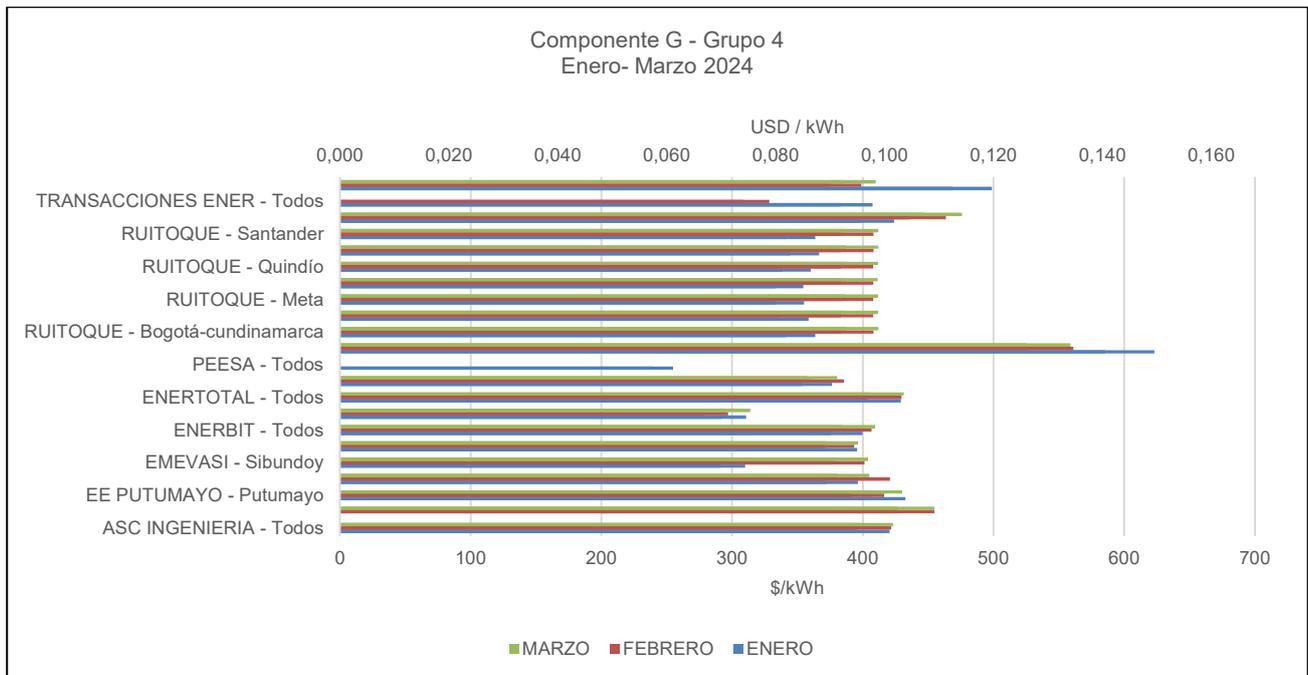
Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 382,10 \$/kWh, 0,82% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2023 y que equivale a 3,10 \$/kWh. Asimismo, el menor valor reportado corresponde a PEESA, con un valor igual a 239,46 \$/kWh para el mes de enero de 2024, mientras que el valor más alto lo publicó QI ENERGY en el mes de enero de 2024 con un valor promedio en el componente de 585,53 \$/kWh. Ver Tabla 7 y Figura 4.

Tabla 7. valor promedio componente de generación 1T – Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA - Todos	395,03	396,21	397,65
BIA ENERGY - Todos		427,28	427,28
EE PUTUMAYO - Putumayo	406,42	391,20	404,17
EEBP - Bajo putumayo	372,51	395,35	380,58
EMEVASI - Sibundoy	291,26	377,08	379,61
Enel X Colombia - Todos	371,76	369,72	372,41
ENERBIT - Todos	375,66	382,16	384,74
ENERGUAVIARE - Guaviare	292,03	279,06	294,88
ENERTOTAL - Todos	403,26	403,76	405,30
ITALENER S.A. ESP - Todos	353,83	362,30	357,43
PEESA - Todos	239,46		
QI ENERGY - Todos	585,53	527,13	525,10
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	341,62	383,45	386,94
RUITOQUE - Caribe mar	336,78	383,37	386,78
RUITOQUE - Meta	333,71	383,32	386,68
RUITOQUE - Norte de Santander	333,22	383,32	386,67
RUITOQUE - Quindío	338,49	383,40	386,84
RUITOQUE - Ruitoque	344,48	383,49	387,03
RUITOQUE - Santander	341,78	383,45	386,94
SOL & CIELO - Todos	398,45	435,55	447,09
TRANSACCIONES ENER - Todos	382,91	308,52	
VATIA - Todos	468,74	374,87	385,12

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Valor promedio componente de generación 1T – Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Así mismo, se reitera que, desde agosto de 2023, ENERCO no ha reportado la información correspondiente.

Asimismo, las empresas BIA ENERGY, PEESA y TRANSACCIONES ENERGÉTICAS han omitido reportar la información para algunos meses o podrían no presentar usuarios regulados para esos periodos pero que sería poco probable, lo cual se puede ver en los espacios en blanco de la Tabla 7.

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

Teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el primer trimestre de 2024, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 67,05%, 7,58% por debajo respecto al cuarto trimestre de 2023.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 (si bien ya se encuentra derogado, es aplicable para el presente análisis) el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del comercializador minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes  $m-1$ , correspondiente a la variable  $P_c$ ; asimismo, un factor de ponderación  $\alpha$ , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de energía mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado (variable  $M_c$ ).

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

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

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

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

Nótese que este nuevo  $G^*$  se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. El presente análisis propone contrastar un escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de una variable  $G^{**}_{m,i,j}$  *de contratos neutra*, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable  $Pc$  igual a la variable  $Mc$  del mes analizado, eliminando el factor de ponderación alfa de la ecuación:

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

Ahora bien, con la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incorporaron nuevas variables. Teniendo en cuenta que el Formato T9 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 no se ajustaba a esta nueva realidad, a partir del periodo 4M2022 las empresas empezaron a reportar la variable W1 cuya definición es: “W1<sub>m-1,i</sub>: 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.”

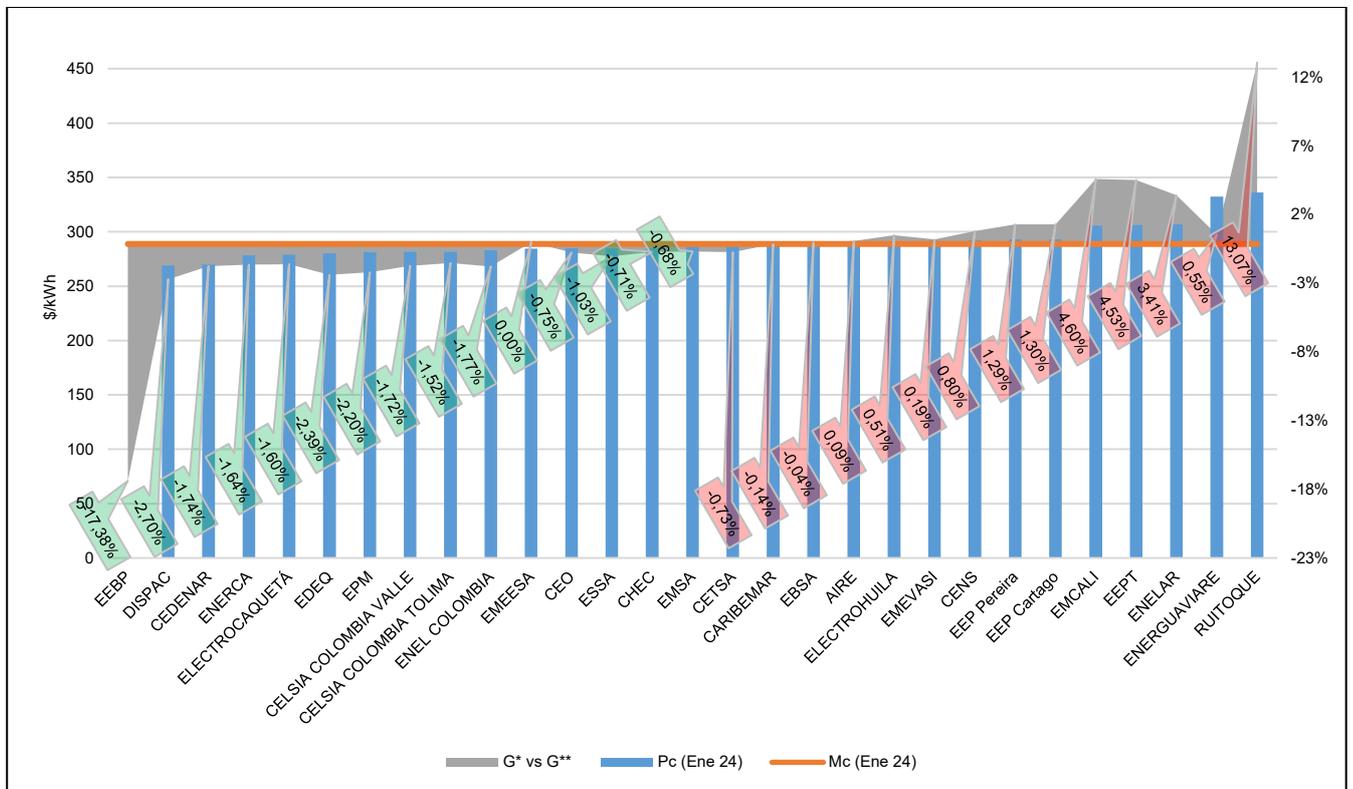
De manera inicial puede extraerse del presente análisis que en los casos donde el valor de la variable  $Pc$  de un comercializador minorista se encuentra por debajo de la variable  $Mc$  para un mes en particular, esto en la teoría representaría una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ . En contraparte, cuando el valor de la variable  $Pc$  de un comercializador minorista se encuentra por encima de la variable  $Mc$  para un mes en particular, representaría en teoría una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ .

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 primer trimestre del año

2024, 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 minoristas del mercado, incluyendo en el cálculo la variable W1.

Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable  $P_{c_{m-1}}$  para cada comercializador minorista, versus la variable  $M_{c_{m-1}}$ ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables  $G^*_{m,i,j}$  de contratos y  $G^{**}_{m,i,j}$  de contratos neutra para el mes analizado.

Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro enero 2024



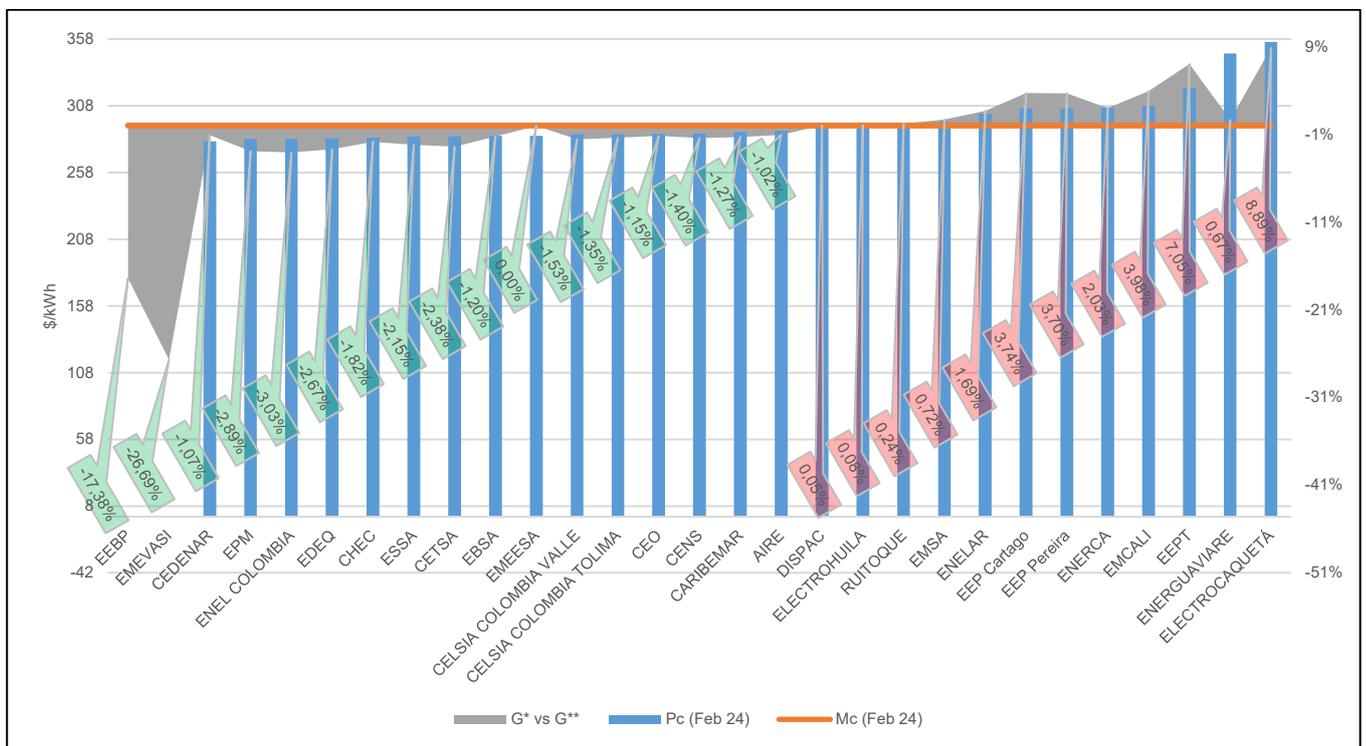
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de enero de 2024 es posible identificar que RUITOQUE continúa presentando el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 13,07% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al alto  $P_c$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 13,07% mayor al que percibirían en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ . Por otro lado, la EEBP, para el mismo mes presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una disminución aproximada del 17,38% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ ; lo anterior significa que debido a este valor de la

variable Pc, un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 17,38% menor al que percibiría en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc.

Para el mes de febrero de 2024, EEBP presentó el menor valor de la variable Pc, lo que se traduce en una reducción aproximada del 17,38% de la variable G\* respecto a G\*\*. Por su parte, ELECTROCAQUETÁ presentó el mayor valor de la variable Pc, lo que se traduce en un aumento aproximado del 8,89% de la variable G\* respecto la variable G\*\*. Ver Figura 6.

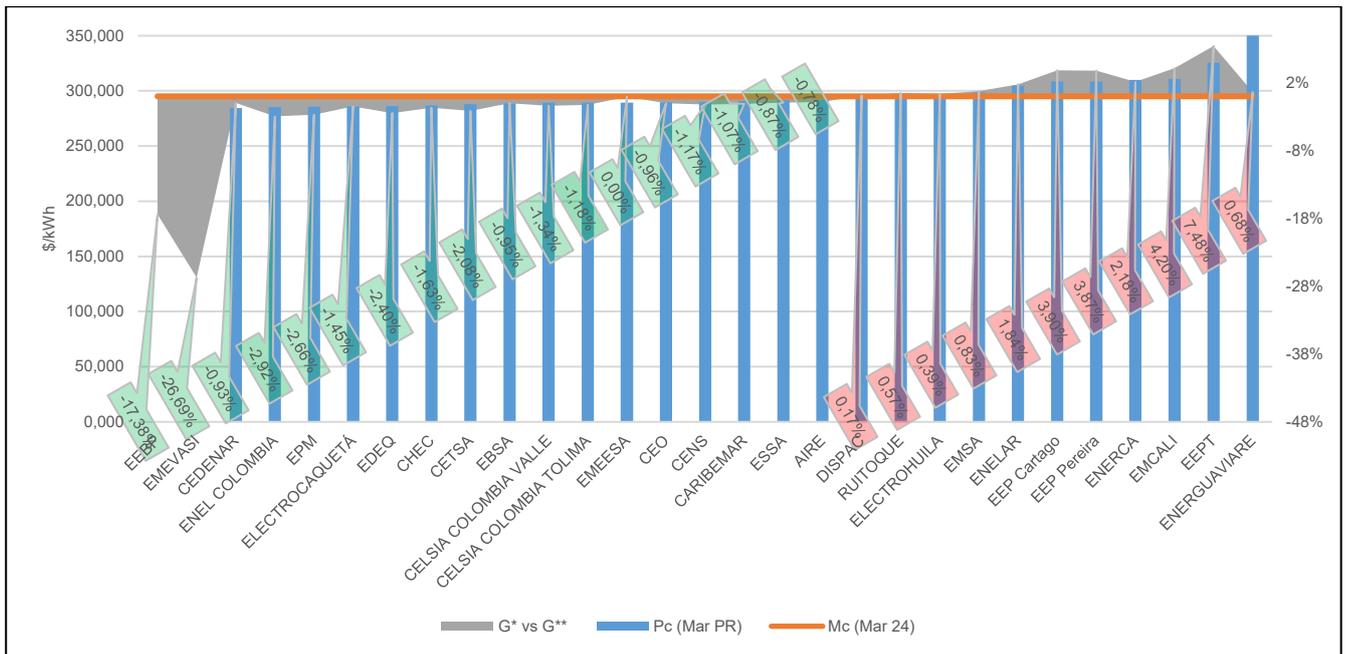
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro febrero 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de marzo de 2024, EEBP presentó nuevamente el menor valor de la variable Pc, lo que se traduce en una reducción aproximada del 17,38% de la variable G\* respecto a la variable G\*\*. Por su parte, ENERGUAVIARE presentó el mayor valor de la variable Pc, lo que significa un aumento aproximado del 0,68%. Ver Figura 7.

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro marzo 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

A partir del análisis realizado, cuando el valor de la variable  $Pc$  de un Comercializador minorista es menor que el valor de la variable  $Mc$  del mes correspondiente, se tendrá que hipotéticamente no solo existe una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ , sino que además, al contrastar este caso con el actual propuesto, el usuario teóricamente estaría percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario actual), lo que a su vez conllevaría a una disminución en el valor del CU.

En contraparte, cuando el valor de la variable  $Pc$  de un Comercializador minorista es mayor que el valor de la variable  $Mc$  del mes correspondiente, no sólo se presentaría teóricamente una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario actual), lo que a su vez conllevaría a un alza en el valor del CU.

Es importante anotar que, si bien la variable  $Pc$  se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación  $\alpha$  de cada comercializador minorista es diferente.

Finalmente, en la Tabla 8 se muestra un resumen de los promedios mensuales del porcentaje de la demanda regulada atendida a través de contratos bilaterales (Qc Prom), precio promedio de compra de energía en bolsa con destino al mercado regulado (Pb Prom) y el precio promedio de compra de energía en contratos bilaterales con destino al mercado regulado (Pc Prom) que incidieron en el cálculo de los componentes de generación del trimestre:

**Tabla 8. Promedio precios de bolsa y contratos 1T**

Variable	Enero	Febrero	Marzo
Qc prom (%)	69,98%	65,91%	65,25%
Pb prom(\$/kWh)	669,86	572,03	577,98
Pc prom (\$/kWh)	290,38	296,75	297,11

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se presentaron empresas que no habían certificado el Formato T9 del capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 12515 de 2021 al corte de la elaboración del informe, como lo es el caso de EMEESA S.A E.S.P.; asimismo, algunas empresas que sí realizaron el respectivo reporte, la información no cuenta con la calidad requerida. Por lo tanto, para ambos casos, solo se analizó lo correspondiente a contratos bilaterales al poder tomar la información del Formato T10 reportado por XM S.A. E.S.P.

### **Comportamiento de los Precios en Bolsa de los comercializadores**

Los comercializadores de energía eléctrica dentro de su autonomía administrativa, y de acuerdo con las condiciones del mercado energético del país, pueden optar por no atender la totalidad de su demanda regulada a través de contratos bilaterales a mediano y largo plazo; lo que permite, cuando sea necesario, cubrir la porción de su demanda no cubierta por estos con compras de energía a través del mercado spot o bolsa de energía, también llamado exposición en bolsa (Qb).

Debe tenerse presente que los precios en el mercado de la bolsa de energía se conforman diariamente hora a hora, de acuerdo con las ofertas realizadas por los agentes generadores el día anterior. Si las compras de energía en contratos permiten a los agentes conocer el precio al cual van a comprar la energía para atender mercado regulado en el mediano y largo plazo, actualizado por un indexador que generalmente es el IPP y que es pactado en las cláusulas de los contratos firmados entre las partes, las compras en bolsa presentan un riesgo y es la volatilidad del precio al estar sujeto al

comportamiento y especulación de los agentes que participan en el mercado. Y dado el caso que un comercializador se encuentre con una alta exposición y se presente un incremento súbito en el precio de bolsa, impactará de forma negativa el componente de Generación trasladado al usuario final.

Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del  $P_c$ ,  $M_c$ , Alfa y  $Q_c$  mientras que, para el aporte de las compras en bolsa<sup>1</sup> al componente de Generación es directo (passthrough) y se encuentra en función del precio de bolsa ( $P_b$ ) y su nivel de exposición ( $Q_b$ ) que se entiende, en términos generales y prácticos como:

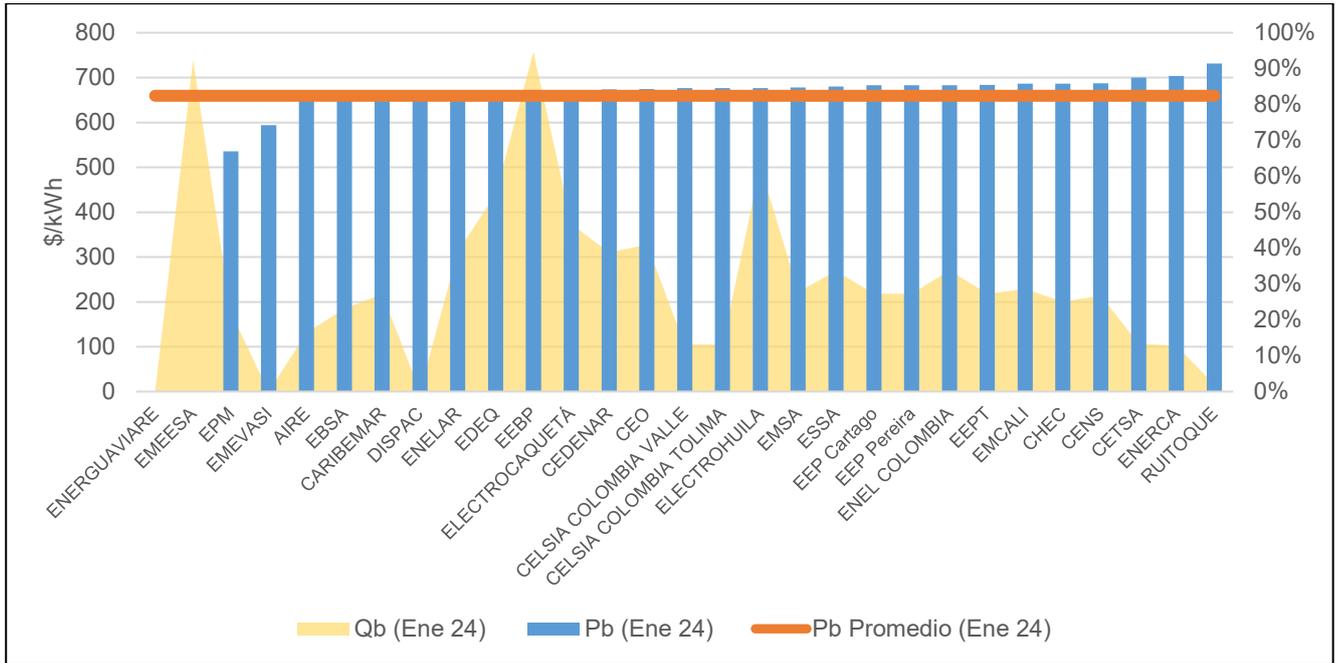
$$G_{Bolsa} = (1 - Q_{c_{m-1,i}} - Q_{agd_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}}$$

Aclarado lo anterior, en la Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se compara mensualmente el  $P_b$  trasladado por los comercializadores en el componente de Generación para el mes  $m$ , junto con el  $Q_b$  y el  $P_b$  Promedio del mercado aplicado para ese mismo mes. Lo anterior, con el objeto de evidenciar, en función de la fórmula anteriormente mostrada, como un incremento en el precio de bolsa y su nivel de exposición, impacta fuertemente el precio final de generación al usuario.

---

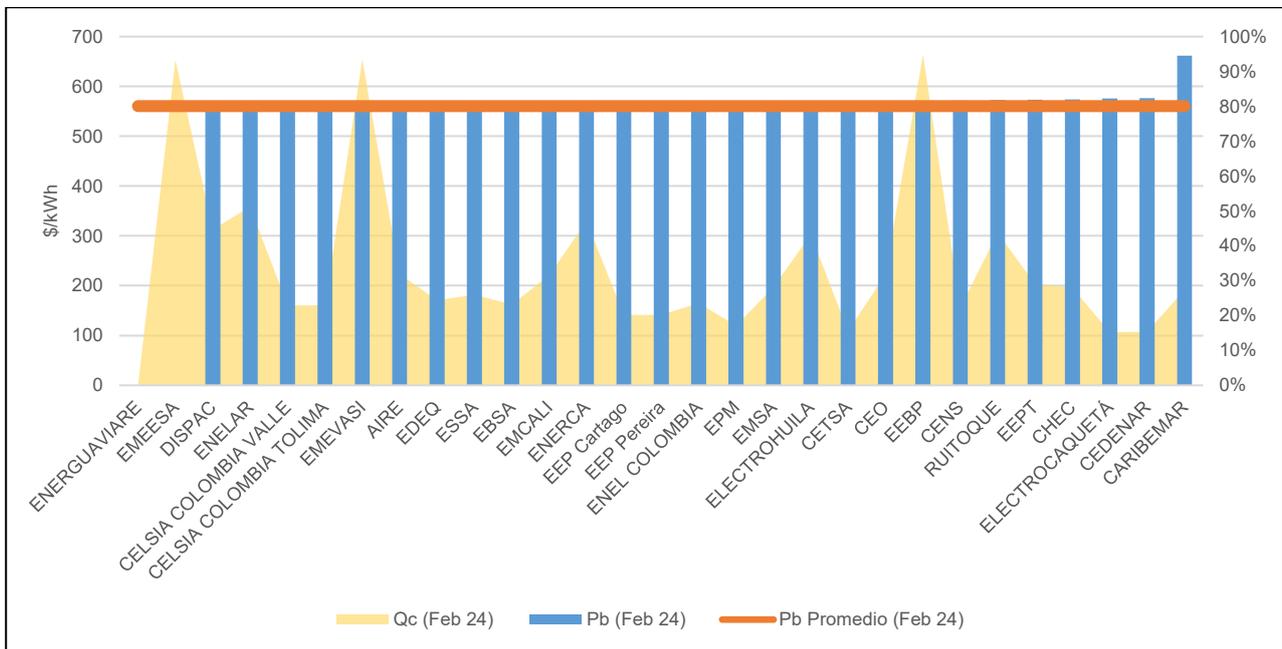
<sup>1</sup> La variable  $Q_{agd}$  corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a lo reportado por las empresas al SUJ, la variable  $Q_{agd}$  alcanza valores muy por debajo del 1%.

**Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb enero 2024**



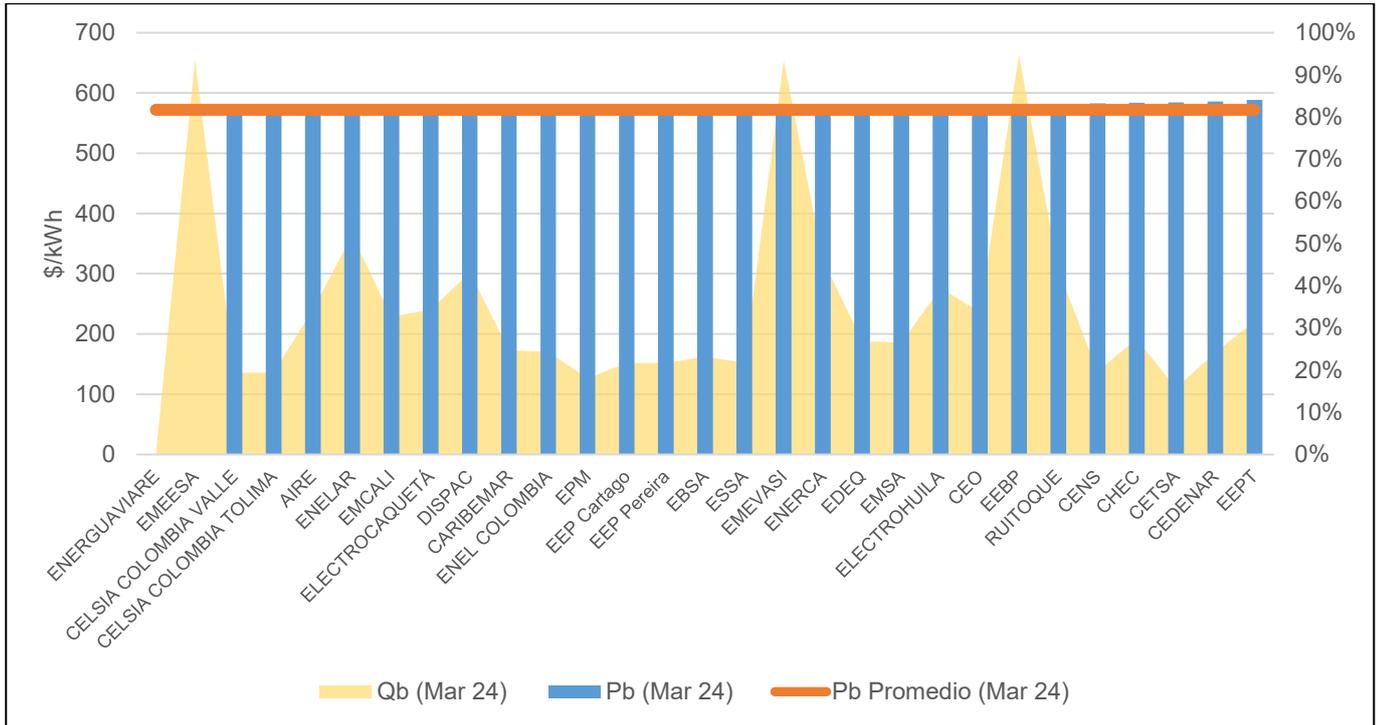
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb febrero 2024**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb marzo 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Las empresas ubicadas al inicio en las gráficas refiriéndonos específicamente a EMEESA, se encuentra en esa posición porque no certificó todos los meses la información del Formato T9 del SUI. Para el caso de ENERGUAVIARE ESP, que tienen valores de Pb iguales a cero, indica que son empresas que para esos periodos tenía el 100% de su demanda contratada a través de contratos a mediano y largo plazo.

Los demás casos donde se liquida un Pb, pero el Qb es igual a cero, indica que las empresas, si bien están cubiertas 100% en contratos, por situaciones del día a día que se presentan en la demanda horaria, deben recurrir a compras en bolsa para atender en algún punto del día su demanda, pero estas compras no pueden ser trasladadas al usuario final debido a la estructura de la fórmula tarifaria.

Se resalta que la información tenida en cuenta para la construcción de este análisis corresponde al Formato T9 del SUI.

### 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 9

**Tabla 9. Valores G Transitorio (\$/kWh) 4T**

COMERCIALIZADOR	Ene-24	Feb-24	Mar-24
AIRE	0,42	0,55	0,65
CARIBEMAR	0,31	0,31	0,60
CELSIA COLOMBIA	1,76	1,46	2,01
CHEC	2,03	2,40	2,29
CETSA	0,82	1,18	1,09
ESSA	1,42	1,02	1,34
ELECTROHUILA	2,19	2,82	2,42
EMSA	0,55	0,60	0,50
ENELAR	0,30	0,36	0,31
EBSA	1,13	1,63	1,17
ENERCA	0,77	0,84	1,03
EEP	4,00	4,83	4,17
DISPAC	0,27	0,26	0,19
EPM	1,06	1,15	1,42
ENEL COLOMBIA	1,25	1,20	1,07
RUITOQUE	5,16	5,26	5,33
CENS	1,07	1,49	1,23
VATIA	0,78	1,12	0,89
ENERTOTAL	2,36	2,32	1,72
ENERBIT		0,06	0,10
SOL Y CIELO	100,00	154,16	150,21
ENEL X COLOMBIA	0,40	0,50	0,29
BIA ENERGY		0,01	0,01
EDEQ	1,28	1,83	1,53
EMCALI	0,72	0,07	0,46
CEO	0,21	0,20	0,35

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

#### 4. Componente de Transmisión (T)

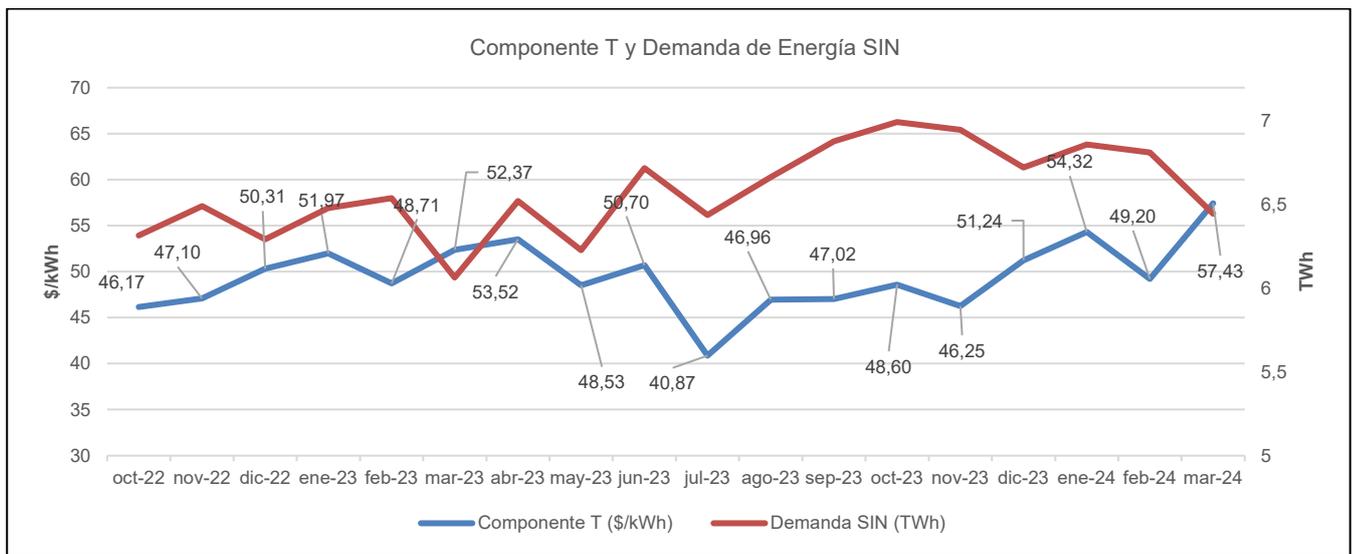
El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

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.

En la Figura 11 se muestra el comportamiento del componente T (\$/kWh) respecto del comportamiento de la demanda de energía en Teravatios hora (TWh) en el SIN con los valores del eje secundario; lo anterior con el propósito de ilustrar con claridad en una sola gráfica los valores de T y la demanda en el SIN.

**Figura 11. Comportamiento Componente T 4T**



**Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE**

Con base en los análisis de los trimestres anteriores, los cuales se mantienen en el presente documento, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN.

En lo relacionado al cuarto trimestre del 2022 el valor de componente de Transmisión finaliza similar al anterior trimestre con un valor 50,31 \$/kWh, disminuyendo 0,54 \$/kWh equivalente a -1,073%, y la demanda energética del mes de noviembre 2022 a diciembre 2022 disminuye 3,18%.

Para el primer trimestre del 2023 el componente de Transmisión finalizó con un valor de 52,37 \$/kWh, aumentando 2,06 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética de mes de febrero a marzo de 2023 disminuyó en un 7,26%.

En el caso del segundo trimestre del 2023 el componente de Transmisión finalizó con un valor de 50,70 \$/kWh, disminuyendo 1,66 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética de mes de mayo a junio de 2023 aumentó en un 7,87%.

En referencia al tercer trimestre del 2023 el componente de Transmisión presentó un valor de 44,95 \$/kWh en promedio, disminuyendo 9,83 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética de mes de junio a julio de 2023 disminuyó en un 4,16%.

Durante el cuarto trimestre del 2023 el componente de Transmisión presentó un valor de 48,70 \$/kWh en promedio, aumentando 3,75 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética de mes de septiembre a octubre de 2023 aumentó en un 1,68%.

Finalmente, en el primer trimestre de 2024, el valor del componente de Transmisión para el mes de enero presentó un aumento de 3,084 \$/kWh, para el mes de febrero tuvo una disminución de 1,55 \$/kWh respecto del mes anterior, seguido de un aumento de 8,23 \$/kWh para el mes de marzo de 2024.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “*Liquidación STN – soporte facturación STN*”, se evidenció que los ajustes aplicados en el primer trimestre de 2024 se deben a las siguientes causales:

### **Enero de 2024**

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de la demanda real en el STN.
- Modificación energía transportada por el STN
- Modificación de las compensaciones de TRANSELCA por ajuste sobre los registros de los activos BT CARACOLI 2 150 MVA 220 Kv y BT CARACOLI 1 150 MVA 220 kV
- Modificación por parte del DANE de la serie preliminar del IPP de octubre afectando los ingresos y contribuciones de los transmisores nacionales para el mes de operación de noviembre.
- Modificación de las compensaciones de DELSUR, INTERCOLOMBIA, CELSIA y GRUPO ENERGÍA DE BOGOTA por ajuste sobre los registros de los activos BL2 PAIPA A SOCHAGOTA 230 kV, BL1 ALTO ANCHICAYA A YUMBO 230 kV, LA

REFORMA - SURIA (DELSUR) 1 230 KV, BL1 CERROMATOSO A PORCE III 500 kV, SOGAMOSO 1 450 MVA 500/230/34.5 kV.

### Febrero de 2024

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de las compensaciones de ENLAZA e INTERCOLOMBIA por ajuste sobre el registro del activo BETANIA - TULUNI 1 230 kV
- Modificación del Pago Por Atraso de EPST por la modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado Nueva Subestación Toluviejo 220 kv Res MME 40043
- Modificación de la energía transportada en el STN
- Modificación de la demanda real en el STN.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA y TRANSELCA por cambios en los índices de CHINU COMPENSADOR ESTATICO SVC y BARRA TERMOFLORES 220 kV respectivamente.

### Marzo de 2024

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de la demanda real en el STN.
- Modificación de las compensaciones de TRANSELCA por cambios en los índices de NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 kV.
- Modificación de las compensaciones de ENLAZA e INTERCOLOMBIA por ajuste sobre el registro del activo BETANIA - TULUNI 1 230 kV.

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para el cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de marzo de 2024 con \$352.825 millones y su menor valor se presentó en el mes de enero con un valor de \$339.970 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el cuarto trimestre de 2024 cuyo promedio fue de 337.733 millones de pesos.

Por ejemplo, para el primer trimestre de 2024, el aumento en los ingresos totales de los Transmisores se debe principalmente a una disminución en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Resolución. CREG 022 DE 2001) que

ascendieron a \$14.662 millones, lo que se traduce a una disminución del 71,92% con respecto al trimestre anterior. Así mismo, para este trimestre no se presentaron pagos asociados a garantías ejecutadas. A continuación, se presenta la descripción de los proyectos que presentaron retrasos y el responsable, tenidos en cuenta por XM en la liquidación de los cargos estimados del STN para el primer trimestre de 2024.

## Enero de 2024

Tabla 10. Proyectos con retraso enero 2024

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 342.031.656
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2018	\$ 6.717.382.824

Fuente: XM

## Febrero de 2024

Tabla 11. Proyectos con retraso febrero 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 351.298.248
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2018	\$ 6.899.375.470

Fuente: XM

## Marzo de 2024

Tabla 12. Proyectos con retraso marzo 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 352.010.580

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de enero aumentó a 137 millones de kWh y para el mes de febrero disminuyó hasta llegar a 6.812 millones de kWh, seguido de una nueva disminución para el mes de

marzo de 2024 llegando a 6.446 millones de kWh. Es decir, una disminución del 6,03% con respecto al mes de enero de 2024.

En la Tabla 12, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para este trimestre:

**Tabla 13. Cálculo del componente de Trasmisión 1T**

		Ene-24	Feb-24	Mar-24
<b>A</b>	<b>Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))</b>	347.287.469.642	353.245.750.917	353.604.162.812
<b>B</b>	<b>Ingreso Variante Guatapé (\$)</b>	221.695.632	223.488.882	222.712.538
<b>C</b>	<b>Otros Conceptos (\$)</b>	7.059.414.480	7.250.673.718	352.010.580
<b>A - B - C = D</b>	<b>Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)</b>	340.006.359.530	345.771.588.317	353.029.439.694
<b>E</b>	<b>Ingreso a Compensar (\$)</b>	36.104.008	9.529.259	204.132.036
<b>D - E = F</b>	<b>Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)</b>	339.970.255.522	345.762.059.058	352.825.307.658
<b>G</b>	<b>Energía del SIN (kWh)</b>	6.859.888.815	6.812.626.131	6.446.212.261
<b>H</b>	<b><math>\Delta T</math> (\$/kWh)</b>	4,760	-1,555	2,700
<b>( F / G ) + H</b>	<b>Componente T (\$/kWh)</b>	54,32	49,20	57,43

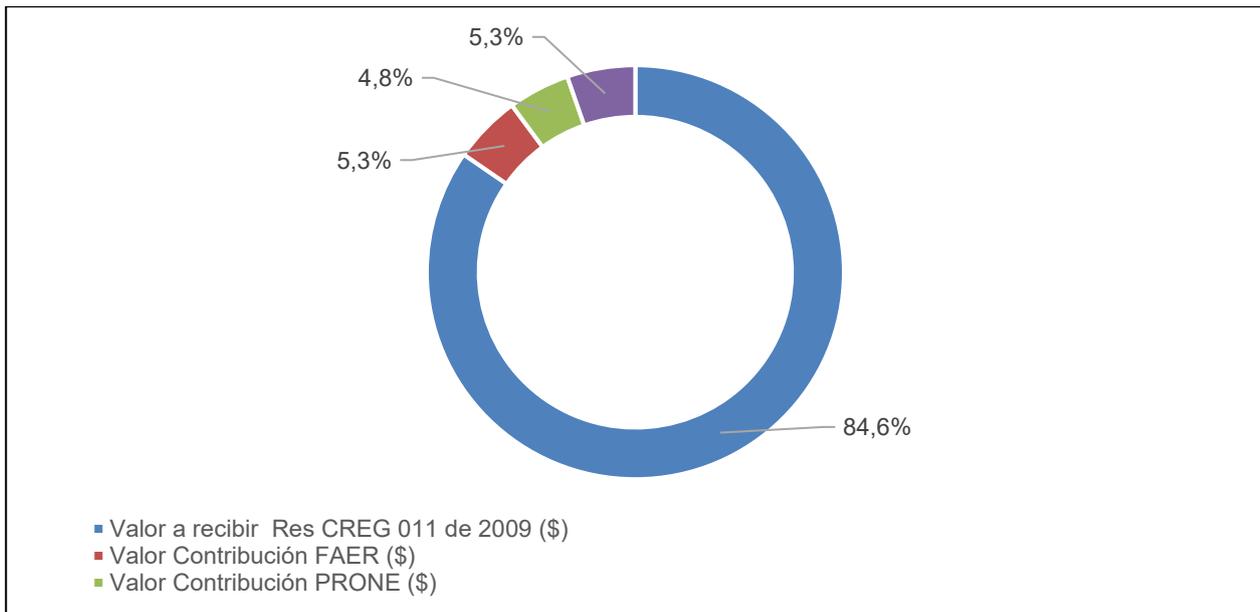
**Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM**

Para este trimestre se resalta que, en el mes de octubre de 2023, el valor del componente de transmisión aumentó en 3,08 \$/kWh con relación al mes de diciembre de 2023.

Pasando de 51,24 \$/kWh a 54,32 \$/kWh.

Asimismo, para el mes enero de 2024, los transmisores disminuyeron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 3.104 millones de pesos pasando de 350.391 millones a 347.287 millones.

En promedio para el primer trimestre de 2024, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE, y que se muestran en la Figura 12.

**Figura 12. Composición del ingreso regulado Neto**

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

## 5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 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)<sup>2</sup> 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.

<sup>2</sup> ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.  
 ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.  
 ADD Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C.  
 ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado 'sin ADD', el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución<sup>3</sup>.

De acuerdo con la expedición de la Resolución 40227 de 05 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, se actualizaron las áreas de distribución ADD, y se incorporó a la empresa CELSIA COLOMBIA SA ESP Mercado Tolima al Área de Distribución Oriente ADD ORIENTE, ya que antes no pertenecía a ningún área de distribución y trasladaba su cargo de distribución directamente al usuario final. Esta entrada se dio a partir del mes de agosto de 2022, pero su impacto se vio reflejado en el último trimestre del 2022

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.

Ya 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: 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) y Ruitoque (Ruitoque).

---

<sup>3</sup> 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.

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 14. Componente Distribución 1T**

	ADD	ENERO	FEBRERO	MARZO
	<b>CENTRO</b>	280,990	279,115	<b>293,484</b>
	<b>OCCIDENTE</b>	261,913	279,565	282,044
	<b>ORIENTE</b>	256,978	253,038	268,055
	<b>SUR</b>	246,350	247,734	258,234
<b>SIN ADD</b>	<b>DISPAC S.A. E.S.P</b>	186,991	<b>186,808</b>	188,266
	<b>ENERGUAVIARE SA ESP</b>	196,210	195,141	196,422
	<b>CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.</b>	220,647	223,354	228,618
	<b>AIR-E S.A.S. E.S.P.</b>	189,863	196,687	202,468

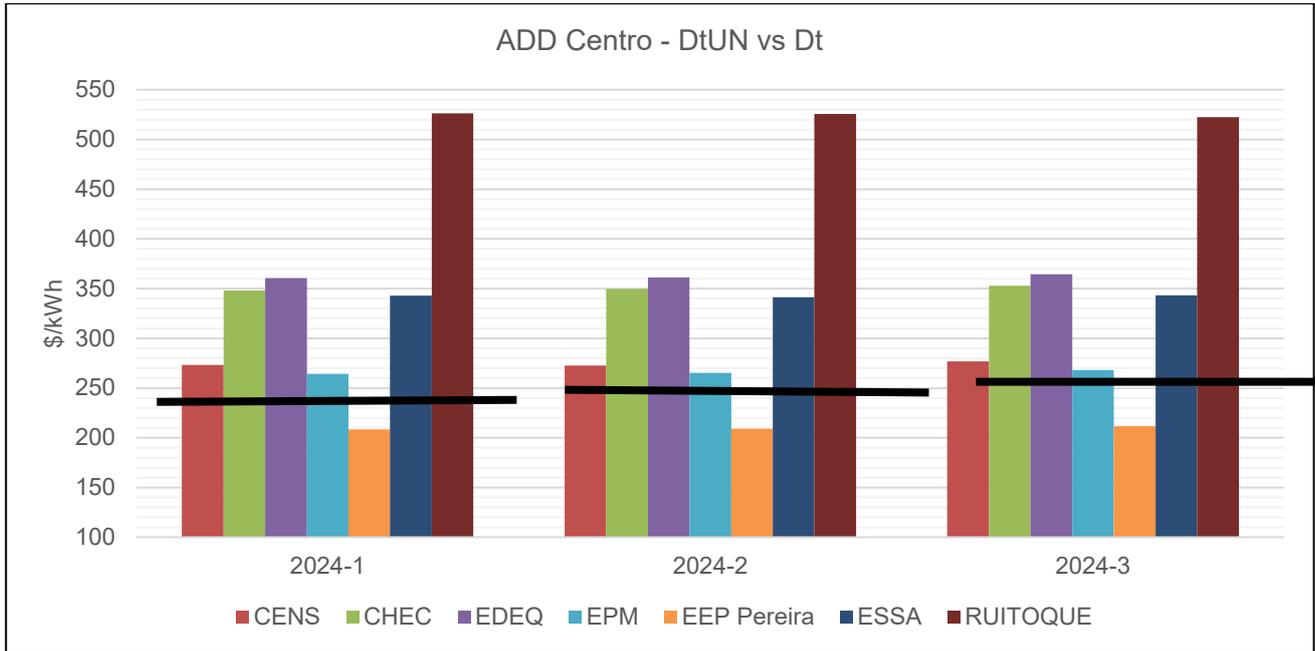
**Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE**

De acuerdo con la Tabla 14, para el primer trimestre de 2024, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de marzo de 2024 con 293,48 \$/kWh. Los valores de Distribución son calculados y publicados por el LAC de acuerdo con la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado donde se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas, nuevas inversiones y la variable CPROG.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a DISPAC igual a 186,80 \$/kWh en el mes de febrero de 2024.

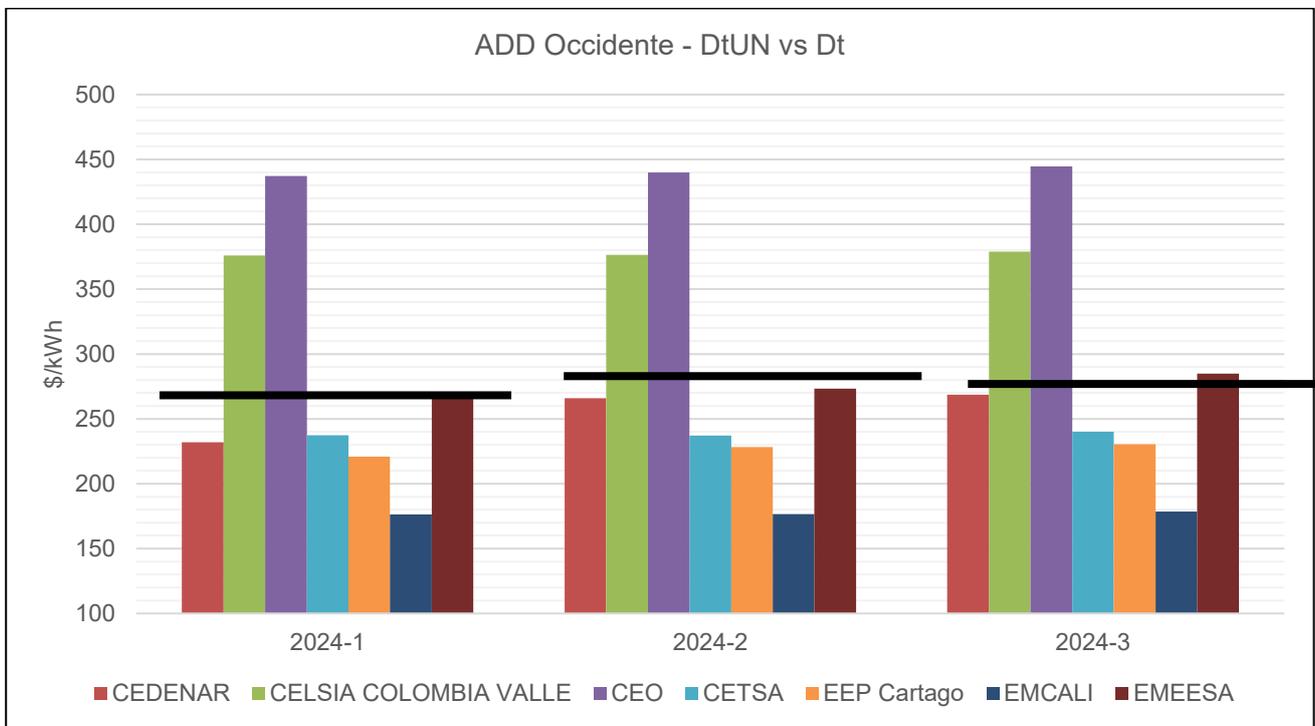
De igual manera, y con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor contra el cargo de distribución unificado DtUN (línea en color negro). Ver Figura 13, Figura 14, Figura 15 y Figura 16.

**Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro**



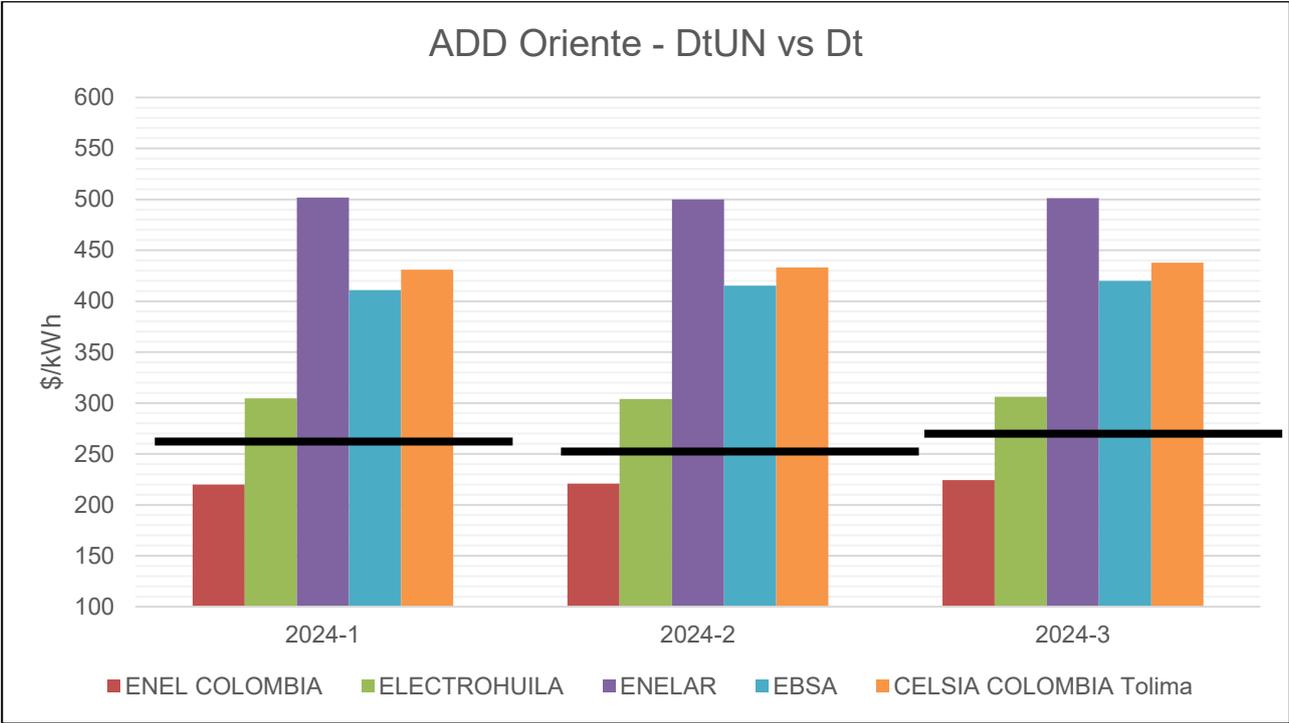
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente**



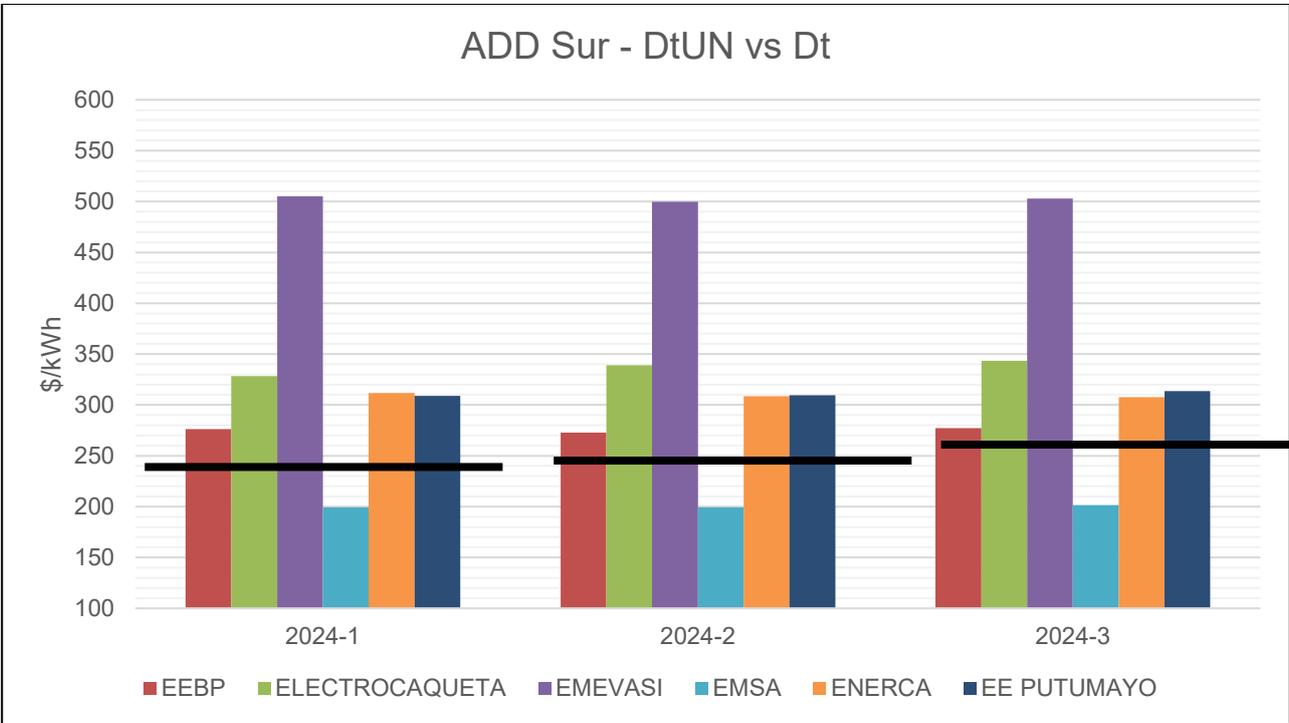
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Tabla 15, se muestran los valores de los incentivos por calidad media (Dtcs) en \$/kWh de cada uno de los OR que se encuentran con aprobación de ingresos y que son tenidos en cuenta en el cálculo del componente de Distribución:

**Tabla 15. . Incentivos de calidad media 1T 2024**

Operador de Red	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
DISPAC	CHOCÓ	1,53	1,54	1,55
EBSA	BOYACA	8,60	8,65	8,73
ENELAR	ARAUCA	-15,21	-15,31	-15,46
ESSA	SANTANDER	8,84	8,89	8,98
CENS	NORTE DE SANTANDER	6,33	6,37	6,43
CHEC	CALDAS	3,55	3,58	3,61
EEP (PEREIRA)	PEREIRA	5,11	5,14	5,19
EDEQ	QUINDIO	7,03	7,07	7,14
EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	-0,01	-0,01	-0,01
CETSA	TULUA	-0,25	-0,25	-0,26
EEP (CARTAGO)	CARTAGO	-0,06	-0,06	-0,07
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	TOLIMA	12,16	12,23	12,35
ELECTROHUILA	HUILA	-1,17	-1,18	-1,19
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	-10,49	-10,55	-10,65
CEO	CAUCA	7,75	7,80	7,88
CEDENAR	NARIÑO	-0,91	-0,92	-0,93
EMSA	META	1,33	1,34	1,35
ENEL COLOMBIA	BOGOTA-CUNDINAMARCA CREG 199/16	6,10	6,14	6,20
EMEESA	POPAYAN-PURACÉ	-4,86	-4,89	-4,93
RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CARIBEMAR	CARIBE MAR	3,57	3,59	3,63
AIR-E	CARIBE SOL	5,01	5,04	5,09
EEPSAESP	PUTUMAYO	-12,11	-12,18	-12,30
CELSIA COLOMBIA (VALLE DEL CAUCA)	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	15,43	15,52	15,67
E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	-11,43	-11,50	-11,61
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-1,16	-1,16	-1,18
ENERCA	CASANARE	-13,59	-13,68	-13,81
EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	1,40	1,41	1,42

**Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI.**

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación, se realiza un comparativo entre los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ( $IngPC_{ORi}$ ) y los indicadores SAIDI y SAIFI, con el fin de evaluar la relación existente entre estas variables.

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 12515 de 2021. Los indicadores SAIDI y SAIFI tomados y tenidos en cuenta para este ejercicio, corresponden al último mes del trimestre por tratarse del indicador acumulado al periodo de corte.

Así las cosas, la variable  $IngOR_j$ , calculado para nivel de tensión 1, fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del primer trimestre de 2024 (enero, febrero y marzo).

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del OR, se procedió a realizar la relación entre la variable  $IngOR_j$  y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes  $m-2$  debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del ORj para el mes de enero de 2024, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de noviembre de 2023.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el primer trimestre del año 2024 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_j_{TI}(NT_1)}}{\overline{No._de_usuarios_{ORj_{TI}(NT_1)}}$$

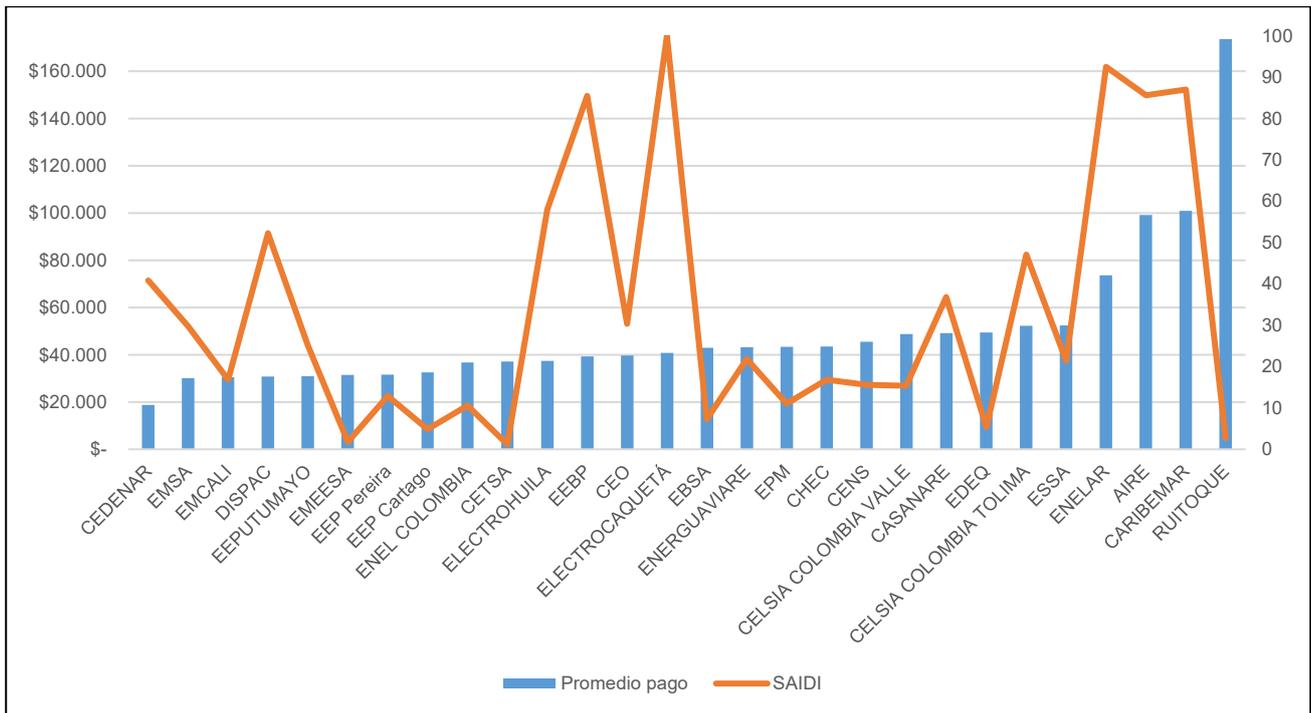
Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TI}(NT_1)}$  : Ingresos promedio del OR, para el primer trimestre del año 2024 en nivel de tensión 1.
- $\overline{No.de_usuarios_{ORj_{TI}(NT_1)}}$ : Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del primer trimestre del año 2024.

Se aclara que, si bien se toman los indicadores SAIDI y SAIFI al último mes del trimestre, desde la SSPD se hace un proceso de normalización para poder presentarlos en una escala de 0 a 100, es decir, que el valor más alto de cada indicador se entiende como valor 100 y sobre ese se calculan los demás.

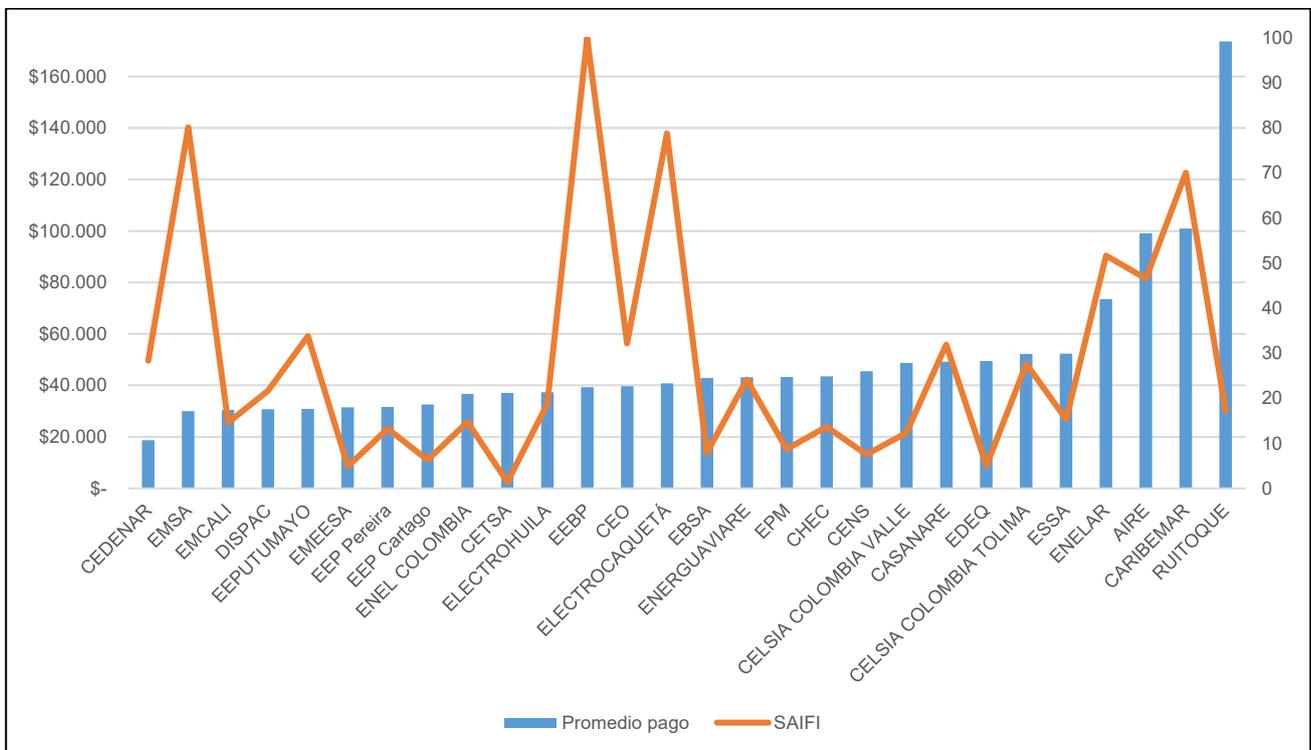
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

**Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 1T 2024**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 1T 2024**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En general, se espera que a menor ingreso per cápita vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; por lo

anterior puede evidenciarse a la empresa RUITOQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 173,572) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 2,70 y 17,16 y que equivalen a 0,48 horas y 2,41 veces respectivamente, y a la empresa CEDENAR con el ingreso por usuario más bajo (\$ 18.745) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 40,81 y 28,34 y que equivalen a 7,24 horas y 3,98 veces respectivamente. Lo anterior, permite concluir que, en ocasiones, el nivel de ingresos del OR no siempre está relacionado con la calidad del servicio.

El SAIDI y SAIFI más alto del trimestre lo presentó ELECTROCAQUETÁ con un valor de 17,74 horas y 11,06 veces con un ingreso por usuario de \$40.484.

De igual manera, en la Tabla 16 se resaltan las empresas con los indicadores SAIDI más altos en el trimestre y su SAIFI asociado.

**Tabla 16. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos 1T 2024**

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
ELECTROCAQUETÁ	17,74	11,06	40.804
ENELAR	16,41	7,25	73.601
CARIBEMAR	15,44	9,84	100.918
AIRE	15,19	6,54	99.126
EEBP	15,16	14,04	39.320

**Fuente: Formatos calidad, Reportes XM, Cálculos DTGE**

Finalmente, se indica que el promedio simple del ingreso promedio del trimestre de todos los OR pagado por cada usuario es igual a \$49.480.

### **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 del 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 17 y la Tabla 18, 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 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte**

			ene-23	feb-23	mar-23
<b>STR NORTE</b>	A	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)</b>	75.719.443.977	79.083.301.197	79.853.242.242
	B	<b>Compensación total - CAL (COP)</b>	1.361.586.373	299.443.187	423.839.462
	C	<b>Compensación total - PPA (COP)</b>	0	0	0
	C	<b>Compensación total - VTG (COP)</b>	0	0	0
	A - B - C = D	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)</b>	<b>74.357.857.604</b>	<b>78.783.858.011</b>	<b>79.429.402.780</b>
	E	<b>ENERGÍA DEL STR (kWh)</b>	1.752.974.836	1.733.932.079	1.602.570.186
	F	<b>ΔSTR (\$/kWh)</b>	2,730372947	0,112703702	-0,18678546
	(D/E) + F	<b>Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)</b>	<b>45,15</b>	<b>45,55</b>	<b>49,38</b>

**Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM**

Para el primer trimestre de 2024, en el STR Norte se evidencia un aumento en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 8,30 \$/kWh en promedio respecto del trimestre inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones presentadas en todo el trimestre en las demandas del STR Norte; además, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los STR presentaron para el mes de enero de 2024 un aumento de 416 millones, de 4.426 millones para el mes de febrero y de 645 millones en el mes de marzo.

La compensación total por indisponibilidad de activos en este STR, corresponde principalmente a los OR CARIBEMAR y AIR-E.

Tabla 18. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

		ene-23	feb-23	mar-23	
STR CENTRO SUR	A	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)</b>	150.139.591.587	151.055.177.493	152.525.824.006
	B	<b>Compensación total - CAL (COP)</b>	1.254.292.316	768.652.104	652.370.485
	C	<b>Compensación total - PPA (COP)</b>	210.293.461	211.570.303	213.630.114,07
	C	<b>Compensación total - VTG (COP)</b>	0	0	0
	A - B - C = D	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)</b>	<b>148.675.005.810</b>	<b>150.074.955.086</b>	<b>151.659.823.407</b>
	E	<b>ENERGÍA DEL STR (kWh)</b>	4.457.100.616	4.502.881.438	4.362.789.612
	F	<b>ΔSTR (\$/kWh)</b>	0,083240277	0,26388381	0,030241277
	(D/E) + F	<b>Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)</b>	<b>33,44</b>	<b>33,59</b>	<b>34,79236</b>

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR NORTE, en la Tabla 18 se muestra el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR el cual disminuyó en un 0,86 \$/kWh para el mes de enero, y aumentó en 0,15 \$/kWh para el mes de febrero, seguido de un aumento de 1,2 \$/kWh para el mes de marzo.

Asimismo, se evidencia que el para el primer trimestre fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de EMSA tal como se muestra en la Tabla 19, Tabla 20y Tabla 21

## Enero 2024

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA enero 2024

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.	210.293.461,04

Fuente: Reportes XM

## Febrero 2024

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA febrero 2024

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.	211.570.302,99

Fuente: Reportes XM

**Marzo 2024****Tabla 21. Proyectos compensados por PPA marzo 2024**

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.	213.630.114,07

Fuente: Reportes XM

**6. Componente de Comercialización (C)**

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se agrupan las empresas de acuerdo con su número de usuarios, buscando así comparar entre empresas de tamaño similar la gestión de su actividad comercial; así las cosas, se tienen los mismos grupos que se definieron en el componente de Generación.

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 riesgos de cartera para cada una de las empresas comercializadoras integradas al operador de red, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

Adicionalmente, es válido recordar que la metodología para la remuneración de Comercialización en el marco de la Resolución CREG 180 de 2014 se establece como un costo máximo, por lo que regulatoriamente es posible aplicar un menor valor en este componente (a través del MO); afectando directamente el valor del CU, el cual estaría por debajo del máximo regulatorio, pero, tal como lo expresa el artículo 14.10 de la Ley 142 y el artículo 5 de la Resolución CREG 031 de 1997, el régimen de tarifas de libertad regulada establece precios máximos y se faculta al comercializador para aplicar un valor inferior siempre y cuando esté económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas el eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada es calculada como se ha indicado en este documento, dando como resultado un valor de \$ 3.914,97 \$/USD\$.

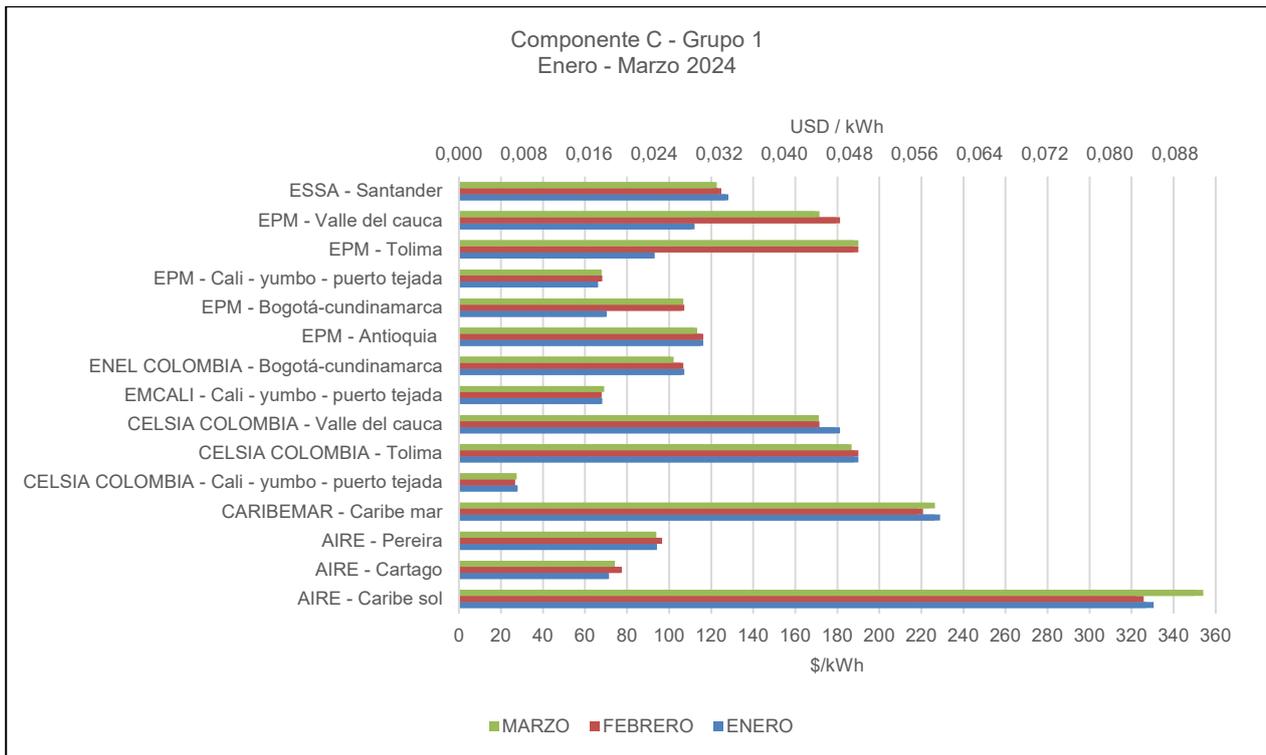
**Grupo 1**

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 47,29% respecto al cuarto trimestre de 2023 pasando de 91,04 \$/kWh a 134,10 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para CELSIA COLOMBIA para el mercado Cali –yumbo - puerto tejada, con un valor igual a 26,74 \$/kWh, en el mes de febrero. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIRE en el mercado Caribe sol, con 354,03 \$/kWh, en el mes de marzo. Ver Tabla 22

**Tabla 22. Componente Comercialización 1T Grupo 1**

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE - Caribe sol	330,47	325,79	<b>354,03</b>
AIRE - Cartago	71,39	77,50	74,13
AIRE - Pereira	94,14	96,70	93,89
CARIBEMAR - Caribe mar	228,82	220,82	226,37
CELSIA COLOMBIA - Cali - yumbo - puerto tejada	27,99	<b>26,74</b>	27,51
CELSIA COLOMBIA - Tolima	190,00	190,00	186,84
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	181,34	171,47	171,19
EMCALI - Cali - yumbo - puerto tejada	68,14	67,93	69,09
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	107,20	106,74	102,18
EPM - Antioquia	116,29	116,20	113,38
EPM - Bogotá-Cundinamarca	70,27	107,20	106,74
EPM - Cali - yumbo - puerto tejada	66,18	68,14	67,93
EPM - Tolima	93,08	190,00	190,00
EPM - Valle del cauca	112,06	181,34	171,47
ESSA - Santander	128,22	124,75	122,66

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 19. Componente Comercialización 1T Grupo 1**

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

## Grupo 2

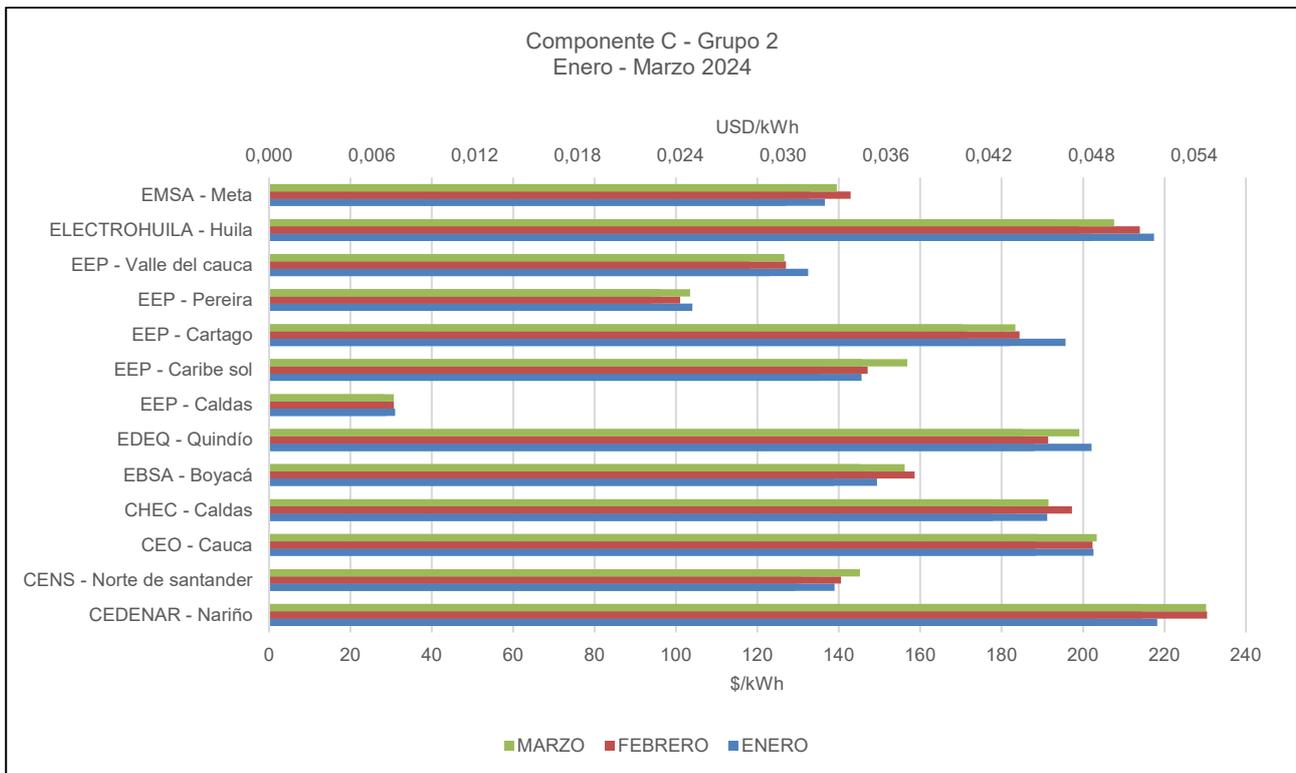
El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 147,96 \$/kWh para el primer trimestre de 2024, estando por encima del promedio del cuarto trimestre de 2023 en 34,9%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por EEP para el mercado Caldas, en el mes de marzo con un valor igual a 28,46 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P., en el mes de febrero, con un valor de 214,31 \$/kWh. Ver Tabla 23

Tabla 23. Componente Comercialización 1T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR - Nariño	202,90	<b>214,31</b>	214,07
CENS - Norte de Santander	129,20	130,63	134,99
CEO - Cauca	188,36	188,13	189,05
CHEC - Caldas	177,79	183,45	178,06
EBSA - Boyacá	138,85	147,48	145,23
EDEQ - Quindío	187,91	177,98	185,08
EEP - Caldas	28,77	28,46	<b>28,46</b>
EEP - Caribe sol	135,39	136,72	145,76
EEP - Cartago	181,94	171,47	170,47
EEP - Pereira	96,70	93,89	96,19
EEP - Valle del cauca	123,18	118,11	117,75
ELECTROHUILA - Huila	202,19	198,95	193,03
EMSA - Meta	126,99	132,86	129,67

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Componente Comercialización 1T Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

### Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2024 de 120,15 \$/kWh, 18,7% por encima con respecto al trimestre anterior. Para el mes de marzo de 2024 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Compañía de electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. en el mercado Tolima con un valor igual a 24,10 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa

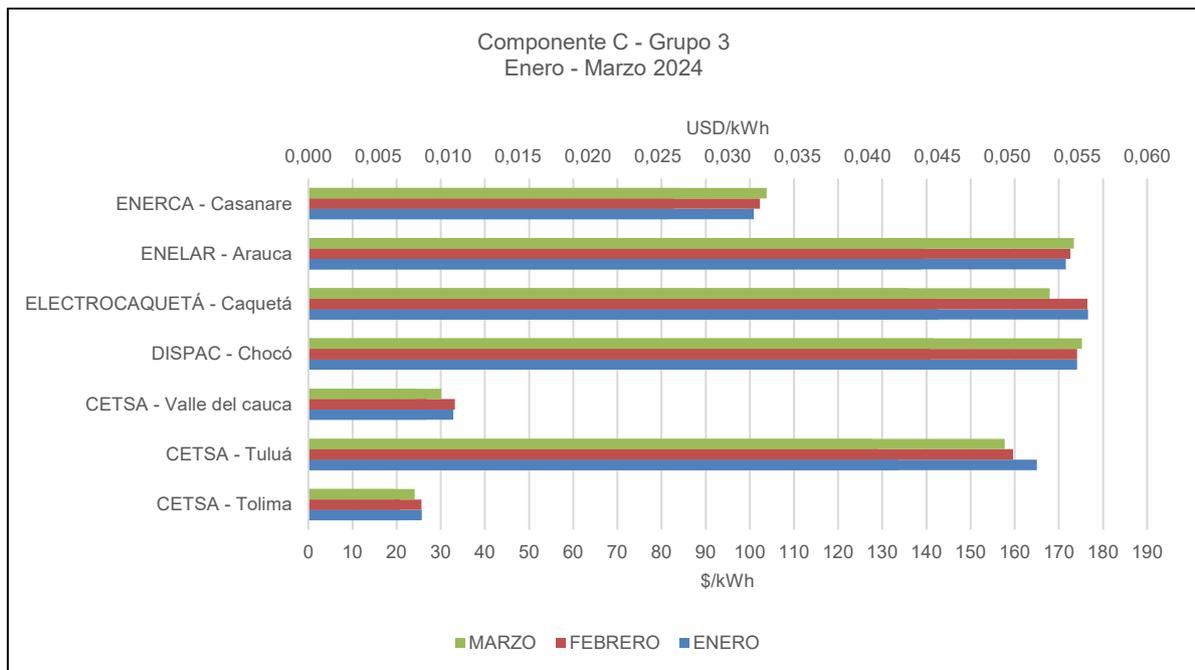
actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de enero de 2024 para la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP., con un valor de 176,62 \$/kWh. Ver Tabla 24

**Tabla 24. Componente Comercialización 1T Grupo 3**

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA - Tolima	25,69	25,61	24,10
CETSA - Tuluá	165,01	159,63	157,75
CETSA - Valle del cauca	32,82	33,16	30,13
DISPAC - Chocó	174,16	174,11	175,26
ELECTROCAQUETA - Caquetá	176,62	176,49	167,95
ENELAR - Arauca	171,58	172,57	173,44
ENERCA - Casanare	100,86	102,31	103,80

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 21. Componente Comercialización 1T Grupo 3**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

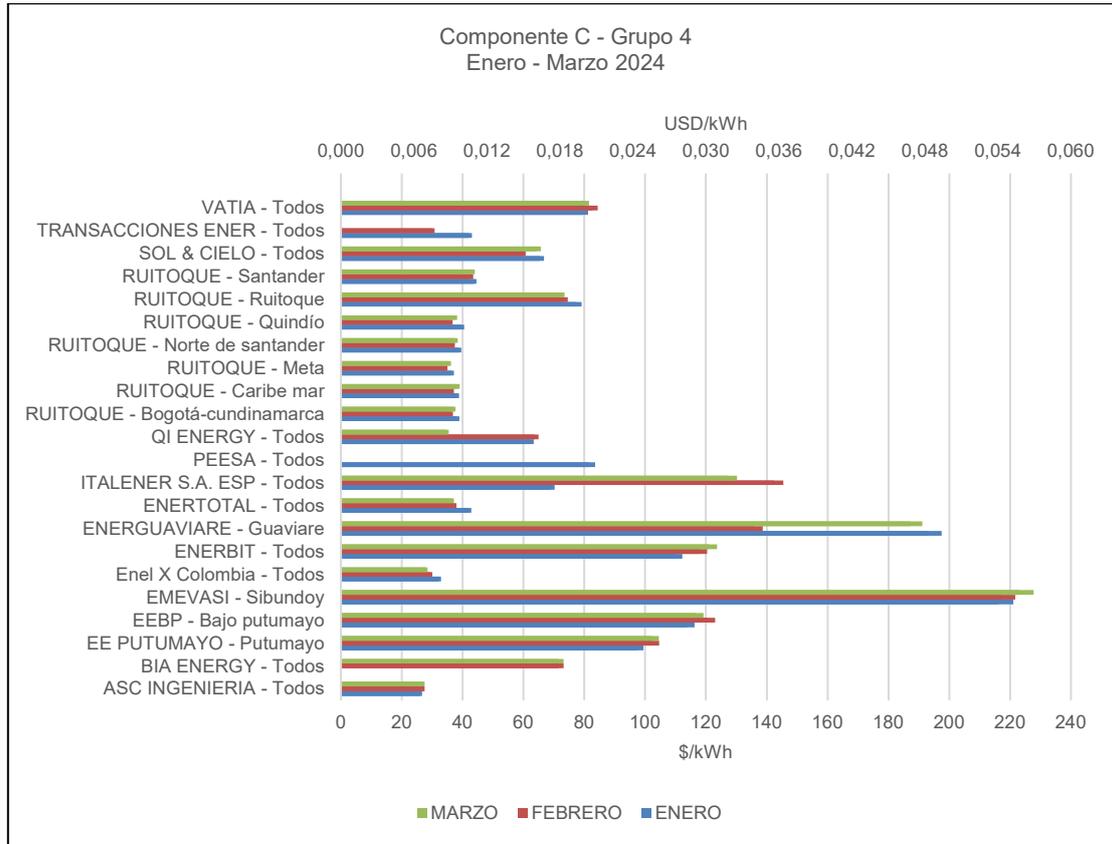
## Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las Empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., SOL & CIELO, BIA ENERGY., Enel X Colombia., ENERBIT, ITALENER S.A. ESP, y Transacciones Energéticas S.A.S., fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos. Ver Tabla 25

Tabla 25. Componente Comercialización 1T Grupo 4

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA - Todos	26,07	26,95	26,95
BIA ENERGY - Todos		71,65	71,65
EE PUTUMAYO - Putumayo	97,35	102,41	102,27
EEBP - Bajo putumayo	113,82	120,36	116,67
EMEVASI - Sibundoy	216,33	217,03	222,93
Enel X Colombia - Todos	32,21	29,40	27,83
ENERBIT - Todos	109,83	117,83	120,99
ENERGUAVIARE - Guaviare	193,27	135,77	187,08
ENERTOTAL - Todos	41,95	37,18	36,36
ITALENER S.A. ESP - Todos	68,73	142,39	127,48
PEESA - Todos	81,77		
QI ENERGY - Todos	62,02	63,61	34,65
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	38,10	36,09	36,91
RUITOQUE - Caribe mar	38,02	36,39	38,25
RUITOQUE - Meta	36,34	34,25	35,42
RUITOQUE - Norte de Santander	38,76	36,62	37,61
RUITOQUE - Quindío	39,70	35,95	37,39
RUITOQUE - Ruitoque	77,45	73,02	72,00
RUITOQUE - Santander	43,62	42,55	43,09
SOL & CIELO - Todos	65,35	59,40	64,32
TRANSACCIONES ENER - Todos	42,12	30,10	
VATIA - Todos	79,48	82,59	79,87

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 22. Componente Comercialización 1T Grupo 4**

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 74,09 \$/kWh para el primer trimestre de 2024. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., con un valor igual a 26,07 \$/kWh en el mes de enero; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de marzo para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A., con un valor igual a 222,93 \$/kWh.

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

resultante de esta aplicación se suma al componente de comercialización del costo unitario de prestación del servicio, lo que genera un impacto significativo en su valor.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 25 se muestra el listado de comercializadores de energía eléctrica que se acogieron a lo establecido en el párrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual fue comunicada mediante la Circular CREG N° 095 de 2023, y en la Tabla 26 se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

**Tabla 26. Listado de Comercializadores acogidos al COT**

<b>Agente</b>	<b>Tipo (C-OR/C)<sup>4</sup></b>
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**

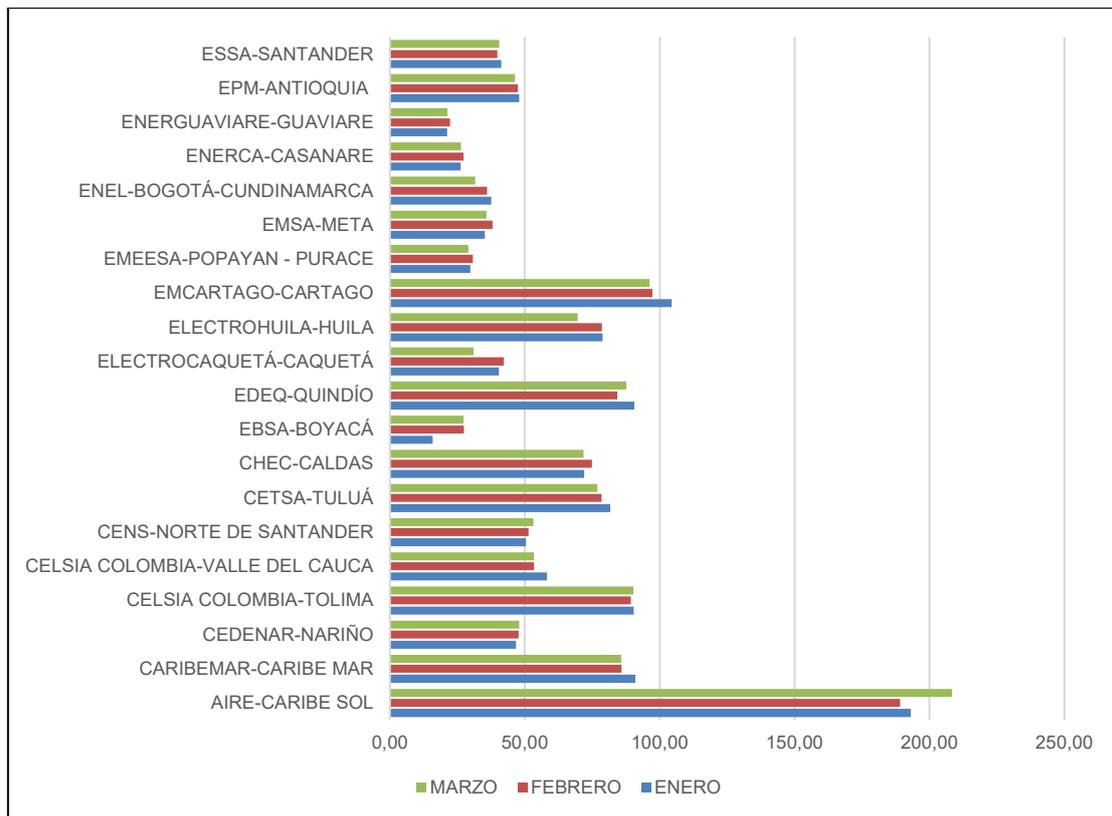
<sup>4</sup> C-OR: Comercializadores Integrados al OR  
C: Comercializadores puros

**Tabla 27. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT**

Agente	Tipo (C-OR/C) <sup>5</sup>
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	C-OR
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	C-OR
Ruitoque S.A. E.S.P.	C-OR

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Finalmente, en la Figura 23 se presentan los valores de la variable  $COT_{n,j,m}$  aplicados en el primer trimestre de 2024 a los usuarios de Nivel de Tensión 1, por los principales comercializadores integrados al OR con base en el documento CAC 089 de 2023, publicado en la Circular CREG 094 de 2023, los cuales son informados por el Comité Asesor de Comercialización del Sector Eléctrico (CAC) a través de su página web:

**Figura 23. COT de mercado enero - marzo 2024 (\$/kWh)**

Fuente: Publicación web CAC

<sup>5</sup> C-OR: Comercializadores Integrados al OR  
C: Comercializadores puros

## 7. Componente de Pérdidas (PR)

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

Asimismo, es importante anotar que el valor de las Pérdidas presenta una relación directa con los componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas, donde el valor de las pérdidas asociadas al componente de Generación explica aproximadamente un 85% del componente de Pérdidas, mientras el 15% restante corresponde al valor de las pérdidas asociadas al componente de Transmisión.

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

En ese orden de ideas, en la Tabla 28 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 28. Componente de Pérdidas (PR) 4T**

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	CARIBE SOL	207,64	206,21	211,08
CARIBEMAR	CARIBE MAR	174,72	194,31	198,61
CEDENAR	NARIÑO	70,06	70,30	71,40
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	93,65	95,80	95,39
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	64,09	66,28	65,87
CENS	NORTE DE SANTANDER	83,71	83,45	84,77
CEO	CAUCA	85,41	85,82	86,84
CETSA	TULUÁ	61,39	58,99	60,31
CHEC	CALDAS	68,32	68,11	64,39
DISPAC	CHOCÓ	66,75	67,79	68,60
EBSA	BOYACÁ	80,62	80,36	81,66
EDEQ	QUINDÍO	67,46	66,49	68,74
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	112,21	107,48	111,76
EEBP	BAJO PUTUMAYO	53,15	55,46	53,97
EEP	CARTAGO	99,95	102,06	103,70
EEP	PEREIRA	66,65	67,98	68,74
ELECTROHUILA	HUILA	77,17	77,42	78,29
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	71,29	71,15	72,22
EMEVASI	SIBUNDOY	55,82	68,82	70,39
EMSA	META	67,86	68,66	69,47
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	71,34	70,96	72,02

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
ENELAR	ARAUCA	56,56	56,29	57,01
ENERCA	CASANARE	82,62	88,06	89,05
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	44,80	<b>42,89</b>	45,02
EPM	ANTIOQUIA	73,13	69,78	69,78
ESSA	SANTANDER	78,61	78,32	80,26
RUITOQUE	RUITOQUE	56,86	62,05	62,97
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	73,33	77,36	72,46
AIRE	OTROS MERCADOS	67,37	67,07	68,72
CELSIA COLOMBIA	OTROS MERCADOS	63,33	65,56	65,15
CETSA	OTROS MERCADOS	80,17	77,16	78,95
EEP	OTROS MERCADOS	117,03	112,15	115,33
EPM	OTROS MERCADOS	63,90	63,91	65,11
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	84,09	96,10	97,74
ASC INGENIERIA	TODOS	63,43	63,04	64,90
BIA ENERGY	TODOS		79,23	79,23
Enel X Colombia	TODOS	86,70	86,53	87,90
ENERBIT	TODOS	96,91	95,93	97,44
ENERTOTAL	TODOS	94,83	95,24	96,39
PEESA	TODOS	61,81		
QI ENERGY	TODOS	143,46	129,81	130,12
SOL & CIELO	TODOS	186,24	186,24	<b>238,31</b>
VATIA	TODOS	104,09	85,78	88,54
ITALENER S.A. ESP	TODOS	98,20	98,75	110,34
TRANSACCIONES ENER	TODOS	91,87	77,83	

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó ENERGUAVIARE en el mes de febrero de 2024 con 42,89 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de marzo de 2024 para la empresa SOL & CIELO con 238,31 \$/kWh en promedio para todos los mercados atendidos.

Desde el segundo trimestre 2020, se evidencian los incrementos presentados en las empresas que ingresaron al esquema para la remuneración de la actividad de distribución establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, lo anterior debido a que la metodología en mención remunera los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía que se efectúa a través de la variable CPROG en este componente. De acuerdo con la regulación, la remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

La variable CPROG es el resultado, en términos generales, de dividir el Costo Anual del Plan (CAP) aprobado por la CREG a cada uno de los OR entre las ventas de energía asociadas al mercado de comercialización servido por cada uno de los OR, dando como resultado un valor \$/kWh. Se aclara que el CPROG reconoce únicamente inversión a los OR que cuentan con plan de inversiones activo.

El CAP está compuesto por dos conceptos, uno de inversión (INVNUC) y otro de mantenimiento (AOMP) y ambos se inician remunerando desde el inicio de la metodología. Al momento de evaluación del plan, si el OR incumple durante el primer año la senda de pérdidas establecida por resolución particular, se suspende la remuneración por concepto de inversión; si incumple al segundo año, se cancela el plan. Cuando se cancela el plan se debe devolver al mercado la remuneración reconocida por inversión para los años en dónde se presentó incumplimiento del mismo.

Ahora bien, aclarado lo anterior, en la Tabla 29 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 29. CAP por OR existentes

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
123-2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756	A
148-2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697		\$ 10.722.816.697	A
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	A
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473		\$ 6.763.754.473	A
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869		\$ 6.589.880.869	A
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543	A
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455		\$ 1.350.754.455	A
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443		\$ 5.240.552.443	S
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440	A
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962	S
027-2021	ELECTROCAQUETÁ	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488	A
140-2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349	S
157-2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504		\$ 7.088.747.504	N/A
193-2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634		\$ 2.644.569.634	N/A
122-2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528		\$ 39.973.464.528	N/A
004-2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217		\$ 453.982.217	N/A
158-2019	ESSA	NO	\$ 8.015.441.240		\$ 8.015.441.240	N/A
139-2021	EMSA	NO	\$ 7.297.802.102		\$ 7.297.802.102	N/A
199-2020	ENELAR	NO	\$ 91.853.750		\$ 91.853.750	N/A
119-2020	EBSA	NO	\$ 2.677.470.146		\$ 2.677.470.146	N/A
020-2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277		\$ 1.672.018.277	N/A
017-2021	EPUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651		\$ 63.093.651	N/A
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795		\$ 31.852.970.795	N/A
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0		\$ 0	N/A
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000		\$ 3.028.500.000	N/A

A: Activo; S: Suspendido; PRP: Plan de Reducción de Pérdidas

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

Finalmente, en la Tabla 30 se muestran los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los OR que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el primer trimestre de 2024:

Tabla 30. valores CPROG 1T 2024

Operador de Red	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIR-E	18,73	18,23	18,02
CARIBEMAR	5,82	26,75	26,67
CEDENAR	3,18	3,14	3,16
CENS	3,63	3,57	3,56
CEO	7,85	7,79	7,89
CETSA	3,32	3,28	3,30
CHEC	6,89	6,83	6,86
DISPAC	10,20	10,07	10,09
E.E.B.P.	2,89	2,86	2,89
EBSA	1,17	1,15	1,16
EDEQ	5,28	5,20	5,21
EE.PP.M.	5,26	5,19	5,20
EEPSAESP	1,04	1,02	1,01
ELECTROCAQUETA	1,28	1,26	1,25
ELECTROHUILA	7,49	7,41	7,40
EMCALI EICE ESP	4,54	4,47	4,49
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	4,97	4,87	4,81
ENEL COLOMBIA	4,26	4,21	4,24
ENELAR	0,15	0,15	0,15
ENERCA	17,51	17,15	17,08
ENERGUAVIARE	5,48	5,88	5,86

Operador de Red	ENERO	FEBRERO	MARZO
ESSA	3,81	3,77	3,77
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	7,69	7,58	7,58
CELSIA COLOMBIA (CELSIA-VALLE DEL CAUCA)	4,79	4,75	4,77
EEP (PEREIRA) PEREIRA	7,30	7,21	7,23
EEP (CARTAGO) CARTAGO	3,74	3,69	3,70

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Respecto del incremento del cargo CPROG de CARIBEMAR DE LA COSTA, se informa que la empresa radicó derecho de petición ante XM solicitando la reactivación del reconocimiento del INVNUC correspondiente al periodo de abril de 2022 a marzo de 2023. En este, la empresa argumenta que, dado que a pesar del continuo incumplimiento de su senda, su índice de pérdidas totales (IPT) para 2023 mejoró con respecto al 2022; por lo tanto, en aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 167 de 2020 su plan debía ser reactivado. Así las cosas, XM accede a dicha petición e informa a la SSPD que, a partir del mes de febrero de 2024, reconocerá el valor retroactivo del CPROG en un periodo de 6 meses.

## 8. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones se incluyen los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía de este correspondientes al mes m-1.

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 y 063 de 2020, y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones; para este primer trimestre de 2024, corresponden al 100,26% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 0,26%.

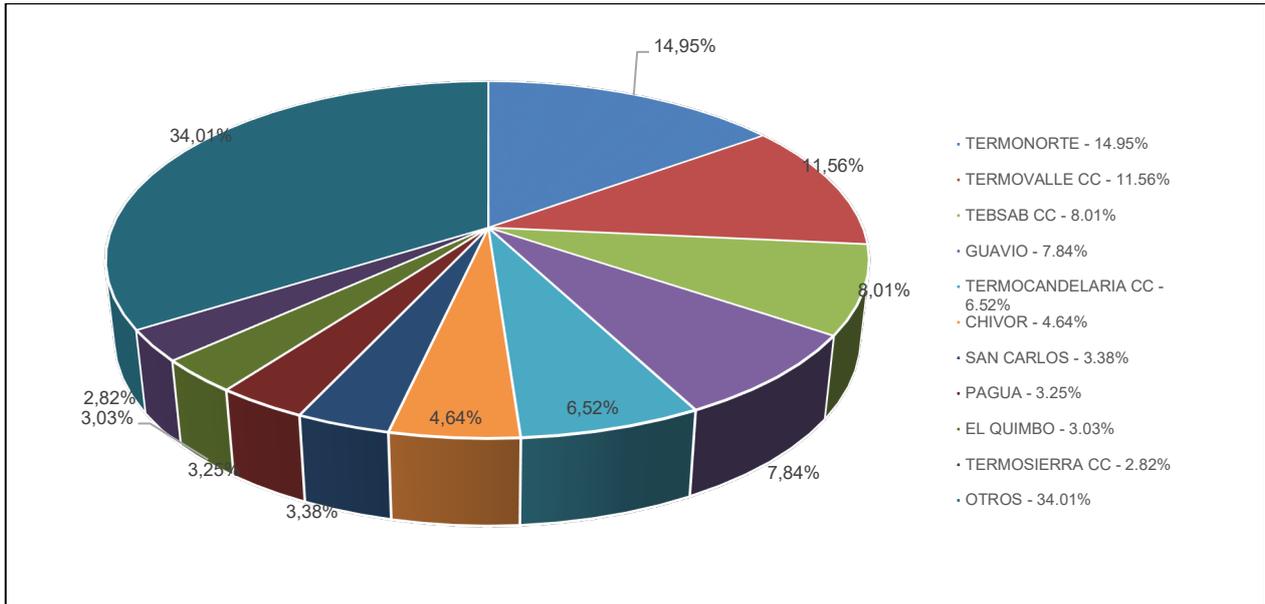
Los conceptos asociados a restricciones son las que se encuentran en la Figura 24

**Figura 24. Fórmula restricciones**

Reconciliación Positiva	<b>más (+)</b>
Servicio_AGC	<b>menos (-)</b>
Reconciliación Negativa	<b>menos (-)</b>
Responsabilidad Comercial AGC	<b>igual a (=)</b>
<b>Restricciones Totales a cargo de la demanda</b>	

**Fuente: Elaboración DTGE**

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las reconciliaciones positivas. En una primera aproximación, en la Figura 25 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024.

**Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 1T**

\*CC: Ciclo combinado

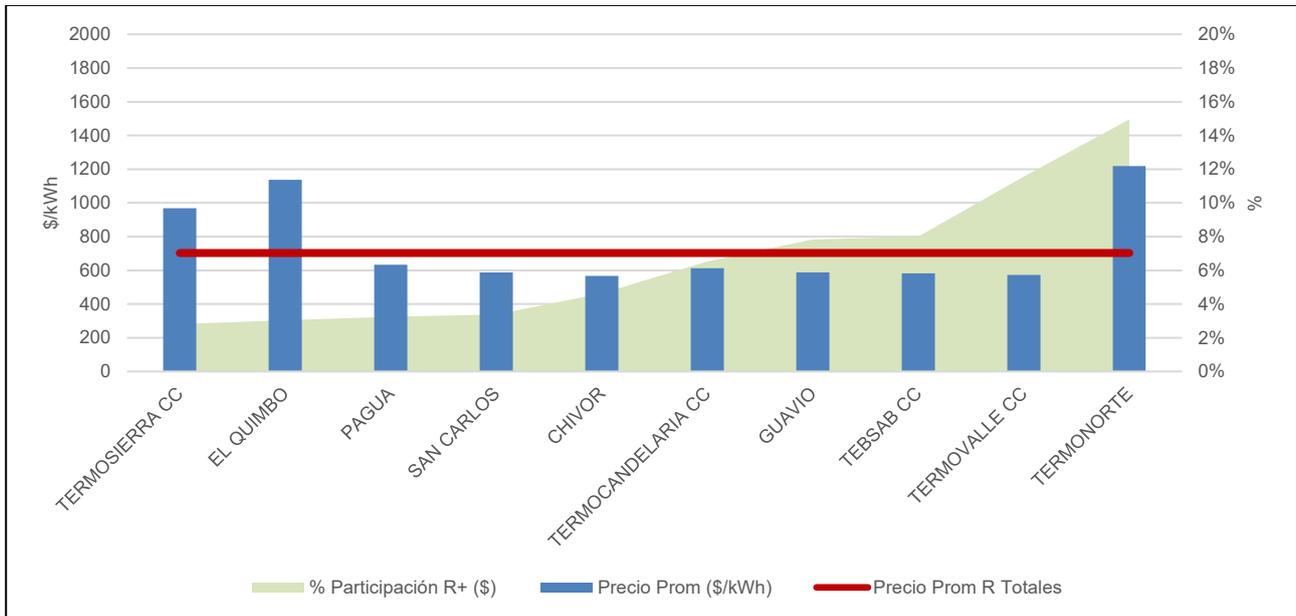
Fuente: Reportes XM

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2023, se presentó una variación en la participación de los agentes; a manera de ejemplo para este trimestre el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 14,95% de las mismas fue TERMONORTE, valor inferior a la participación del trimestre anterior disminuyendo en 0,78 puntos porcentuales.

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 diciembre de 2023, enero y febrero de 2024. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la Figura 26 pueden 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 97% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.

Figura 26. Precios de Reconciliaciones



Fuente: Reportes XM

Para el primer trimestre de 2024, dentro del ranking de los diez generadores con mayor reconciliación positiva, se encuentra que, el recurso con mayor participación corresponde a TERMONORTE con 14,95% con un precio promedio de 1.288,44 \$/kWh, el cual se encuentra por encima del precio promedio de 702,885407 \$/kWh; mientras que, TERMOSIERRA CC es el generador con participación más baja (2,82%) y con el precio promedio igual a 969,15 \$/kWh.

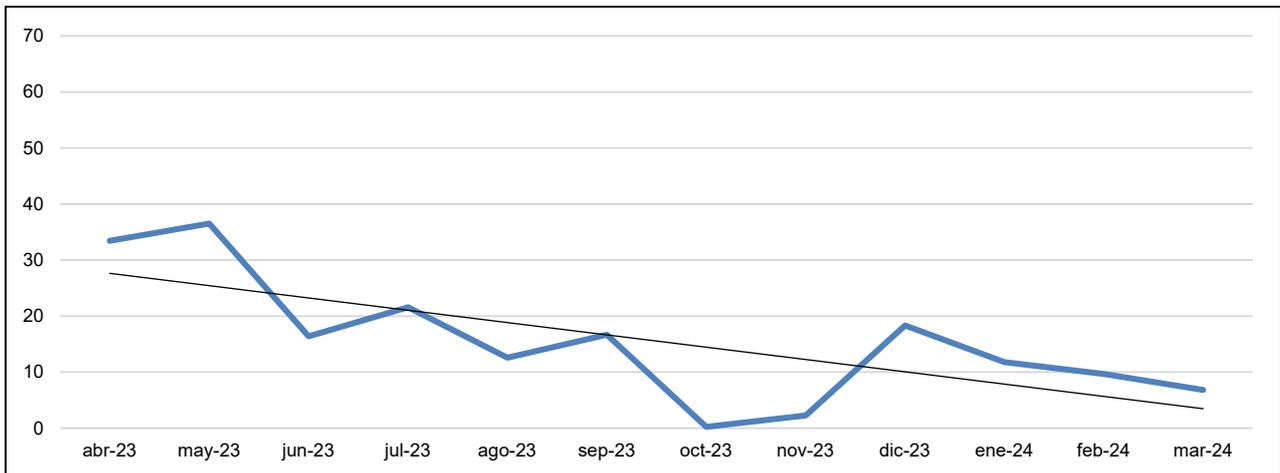
El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 702,885407 \$/kWh, presentando una disminución del 28,35% correspondiente a 278,05 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 980,93 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Figura 27, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de abril de 2023 a marzo de 2024, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta algunas disminuciones significativas.

Para el primer trimestre de 2024, se evidenció un aumento con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 2,50 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para enero, febrero y marzo de 2023.

**Figura 27. Promedio componente R 1T 2024**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

**Tabla 31. Promedio componente R 1T 2024**

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
abr-23	33,43
may-23	36,51
jun-23	16,39
jul-23	21,58
ago-23	12,58
sep-23	16,68
oct-23	0,24
nov-23	2,29
dic-23	18,31
ene-24	11,51
feb-24	9,69
mar-24	6,85

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Asimismo, dentro del componente de Restricciones, además de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. En los últimos boletines, se ha ido indicando que este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas por lo que se entiende que ya se ha reconocido a los comercializadores todo este dinero.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Resolución CREG 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 16,91% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 51.246 millones de pesos en el trimestre.

Desde el segundo trimestre de 2021, específicamente para el mes de mayo de 2021, se inició con la inclusión de un nuevo concepto relacionado con la Resolución CREG 207 de 2020, el cual reconoce el esquema para adelantar la auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de gas combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores, el cual para este trimestre presentó un valor de 0.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 79,27% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Resolución CREG 060 de 2019, que corresponde a la modificación realizada por la Comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, presentó un valor de 160 millones de pesos, lo que representa una participación de 20,69% de los alivios trasladados a la demanda.

Finalmente, en lo relacionado al valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa sea mayor que el precio de escasez de activación y las Obligaciones de Energía Firme asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo de los Autogeneradores, del que habla la Resolución CREG 024 de 2015, se establece que dicho valor será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto de la energía superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez ponderado y el precio de bolsa en cada hora específica, el cual presentó un valor

de 0 millones de pesos, con una participación del 0% en los alivios a las restricciones asignadas.

En la Tabla 32 se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el primer trimestre de 2024 y corresponde a los meses diciembre de 2023, enero y febrero de 2024.

**Tabla 32. Detalles del cálculo Restricciones 1T**

Concepto	Valor en pesos
<b>Total Restricciones (\$)</b>	<b>251.748.485.806</b>
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	43.212.869
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas térmicas precios gas (\$)	0
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	51.246.884.721
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>303.038.583.396</b>
Rentas de congestión (\$)	613.516.289
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	257.141
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	160.141.557
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
ALIVIO Autogeneradores CREG 024/2015 en \$	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>773.914.987</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>302.264.668.409</b>

Fuente: Reportes XM

## 9. Opción Tarifaria

La metodología de la opción tarifaria no es nueva, esta fue creada en su momento a través de la Resolución CREG 168 de 2008 y venía siendo prorrogada a través de diferentes resoluciones hasta que terminó su aplicación en el mes de mayo de 2019.

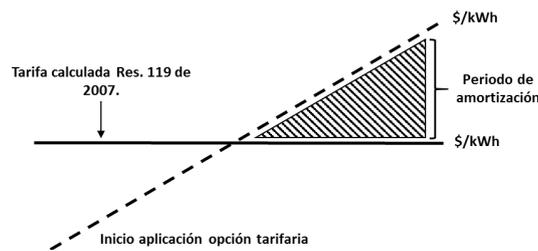
La Opción Tarifaria es una metodología que permite voluntariamente al comercializador modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) calculado bajo la metodología general definida a través de la Resolución CREG 119 de 2007 (de ahora en adelante CU\_119) cuando éste presente incrementos súbitos que podrían afectar al usuario final; es decir, que ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado o cambios regulatorios.

En este sentido, al modificar el CU\_119 que corresponde al costo económico eficiente que debe cobrarse al usuario final regulado por uno menor, el comercializador deja de percibir

parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU menor obtenido de la metodología de la opción tarifaria (de ahora en adelante CU\_012<sup>6</sup>). Dichos valores dejados de percibir en \$/kWh, posteriormente son convertidos a pesos (\$) y se acumulan mes a mes denominándose Saldos Acumulados (SA), que, conforme a la metodología, se actualizan reconociendo una tasa de interés conforme a lo establecido por la Comisión.

Por lo anterior, y hasta tanto el comercializador no recupere los valores financiados (Saldos Acumulados) como resultado de la aplicación de la metodología, deberá continuar con la misma, por lo que en algún momento se iniciarán con cobros relativamente elevados (el CU\_012 será superior al CU\_119), pero con incrementos parciales para el usuario gracias a la aplicación de un Porcentaje de Variación (PV), como se evidencia en la siguiente gráfica:

**Figura 28. Opción Tarifaria**



**Fuente: Elaboración DTGE**

Explicado en que consiste una opción tarifaria y habiendo indicado que la metodología era aplicable hasta mayo de 2019, luego de surtido el proceso de consulta y comentarios, a través de la Resolución CREG 012 de 2020 del 14/02/2022 la Comisión expidió la nueva metodología de opción tarifaria, metodología con el mismo espíritu de la primera, pero incorporando algunas nuevas reglas. Esta nueva opción tarifaria se expidió previendo los incrementos en el (CU) a raíz de los cambios en los cargos de Distribución como resultado de la expedición de las resoluciones particulares a los Operadores de Red en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por lo tanto, si bien la metodología de la opción tarifaria no es nueva, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las

<sup>6</sup> Se da el nombre de CU\_012 debido a que la resolución de opción tarifaria vigente corresponde a la Res. CREG 012 de 2020 y que será explicada más adelante.

medidas de aislamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Resolución CREG 058 de 2020, en la cual obligó a los comercializadores del servicio de energía eléctrica a aplicar la metodología de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, cuando se presentara un incremento superior al 3% en el CU o en cualquiera de sus componentes.

La Resolución CREG 058 de 2020, en materia de la metodología de opción tarifaria ha sido modificada por la Resolución CREG 108 y 152 de 2020. En esta última, se establecen las condiciones de aplicación de la variable PV, la cual influyó directamente en la recuperación de los Saldos Acumulados por parte de los comercializadores.

Vale la pena aclarar sobre la finalización de una opción tarifaria, que, conforme a los pronunciamientos de la CREG, se entiende de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020, que cuando la metodología para el cálculo de CU de opción tarifaria opta por el primer factor de la fórmula (Costo cobrado en el mes anterior más el PV) la empresa continúa en opción mes a mes ya que no puede recuperar su Saldo Acumulado en una sola cuota (mes).

En el momento en que la metodología arroja el resultado por el segundo factor (CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007 más el saldo acumulado), se entiende que este es el último mes de aplicación de la opción tarifaria, dado que el prestador puede recuperar la totalidad del saldo acumulado en una sola cuota.

En caso de que existan diferencias entre lo calculado y lo cobrado, dichas diferencias no serán objeto de reliquidaciones posteriores, y se entienden como parte del riesgo del comercializador (a favor o en contra).

Para el caso de los comercializadores que no se acogieron a la Resolución CREG 101 028 de 2023, en la Tabla 34, se muestran los saldos acumulados (SA) reportados y certificados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución SSPD 12515 de 2021, por cada uno con corte al mes de marzo de 2024 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

Tabla 33. Saldos acumulados 4T 2023 vs 1T 2024. Todos los NT

COMERCIALIZADOR	SA (\$) DICIEMBRE 2023	SA (\$) MARZO 2024	% VARIACIÓN
DISPAC	4.744.736.372	2.491.994.584	-47,48% ↓
ENELAR	53.092.329.376	23.524.387.215	-55,69% ↓
RUITOQUE	211.079.187	23.541.241	-88,85% ↓
SOLYCIELO	365.241.636	319.201.741	-12,61% ↓

Fuente: Formato T6 del SUI.

Conociendo el impacto que generan los Saldos Acumulados en el flujo de caja de los comercializadores, donde se esperan que sean recuperados en el menor tiempo posible sin afectar lesivamente al usuario, a manera indicativa, se resalta en color rojo cuando estos aumentan y con un color verde cuando estos disminuyen.

En el caso de ENELAR, se señala que el valor de los saldos correspondientes a diciembre de 2023 muestra una variación en comparación con el boletín del trimestre anterior. Esto se debe a que, como resultado de la evaluación integral llevada a cabo en 2023, el prestador realizó la reversión de información, incluyendo el Formato T6, lo que generó un ajuste en los Saldos Acumulados. Asimismo, se informa que el valor de los saldos de marzo de 2024 también sufrirá modificaciones una vez el prestador efectúe la correspondiente reversión de información.

## 10. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con la regulación vigente, la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), en la Figura 29 se presenta el promedio simple (para el primer trimestre de 2024) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.

**Figura 29. Promedio tarifa aplicada (estrato 4) 1T 2024**

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	723,34
ANTIOQUIA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	795,84
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	816,96
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	868,22
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	884,50
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	890,48
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	911,83
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	825,62
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	948,04
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	821,51
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	870,30
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	696,79
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	758,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	771,83
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	788,02
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	799,73
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	801,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	810,58
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	835,01
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	871,83
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	873,62
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	909,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1055,77
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	693,46
BOYACÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	766,10
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	794,35
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	813,29
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	869,69
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	922,21
CALDAS	PEESA	CENTRO	710,90
CALDAS	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	781,78
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	820,16
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	821,45
CALDAS	EEP	CENTRO	834,40
CALDAS	VATIA	CENTRO	932,46
CALDAS	CHEC	CENTRO	952,77
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	978,08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	698,40
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	759,02
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	770,24
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	771,55
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	802,38
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	843,33
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	850,69
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	863,90
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	879,62
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1056,93
CAQUETÁ	PEESA	SUR	672,96
CAQUETÁ	TRANSACCIONES ENER	SUR	746,04
CAQUETÁ	VATIA	SUR	861,25
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	946,43
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	730,57
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	830,96
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	873,93
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	880,06
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	898,29
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	912,59
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	986,04
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	1013,01
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1075,94
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	726,23
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	820,17
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	865,73
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	901,68
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	968,04
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	986,07
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1084,92
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1128,92
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1180,59
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1267,20

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	791,48
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	917,71
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	953,68
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	985,43
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	1000,22
CASANARE	PEESA	SUR	688,25
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	800,13
CASANARE	VATIA	SUR	862,09
CASANARE	ENERCA	SUR	875,46
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	701,34
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	869,91
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	924,49
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	954,53
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	990,19
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	916,64
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	764,05
HUILA	PEESA	ORIENTE	697,60
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	802,21
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	811,75
HUILA	VATIA	ORIENTE	931,57
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	970,54
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	975,19
META	PEESA	SUR	677,75
META	Enel X Colombia	SUR	775,60
META	RUITOQUE	SUR	782,31
META	ENERTOTAL	SUR	800,03
META	TRANSACCIONES ENER	SUR	808,88
META	VATIA	SUR	862,96
META	EMSA	SUR	894,54
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	727,32
NARIÑO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	764,49
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	773,93
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	816,20
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	893,67
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	910,61
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	911,49
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	992,71
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	723,32
NORTE DE SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	794,09
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	834,67
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	836,98
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	928,75
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	936,73
PEREIRA	PEESA	CENTRO	716,84
PEREIRA	AIRE	CENTRO	794,46
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	816,50
PEREIRA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	821,44
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	834,87
PEREIRA	VATIA	CENTRO	857,87
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	867,85
PEREIRA	EEP	CENTRO	897,02
PUTUMAYO	VATIA	SUR	868,97
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	926,21
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	719,16
QUINDÍO	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	792,24
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	812,00
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	821,68
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	857,63
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	930,38
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	947,40
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	964,48
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	988,33
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	804,80
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	893,90
SANTANDER	PEESA	CENTRO	725,30
SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	799,97
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	829,28
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	838,12
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	860,84
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	887,37
SANTANDER	VATIA	CENTRO	921,64
SANTANDER	ESSA	CENTRO	922,92
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	941,42
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	947,54

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	711,61
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	775,79
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	821,57
TOLIMA	EPM	ORIENTE	860,13
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	902,38
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	949,13
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	958,91
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1067,34
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	694,64
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	797,00
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	864,71
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	892,49
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	909,53
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	925,96
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	696,03
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	768,61
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	804,55
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	846,62
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	881,10
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	890,32
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	894,67
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	906,80
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	919,02
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	997,87

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Es importante tener en cuenta que, dentro de los Derechos de los Usuarios, consagrados en el artículo 9, numeral 9.2, de la Ley 142 de 1994 se tiene “La libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización”. Razón por la cual en el Anexo 1 del presente documento se presentan las tarifas aplicadas, organizadas por mercados, permitiendo así la comparación de estas en zonas con más de un prestador del servicio.

Finalmente, informamos que la Superservicios puso a disposición de todos los grupos de interés la información relacionada con el CU y las tarifas de energía aplicadas por los comercializadores integrados a los OR del nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR en una ventana de 12 meses pertenecientes al SIN. Lo anterior, permitirá realizar el seguimiento mensual del comportamiento del CU y la tarifa por cada uno de los interesados a la empresa de su interés.

El documento “*Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red*” se encuentra disponible en la página web de la Superservicios<sup>8</sup>, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

## **11. 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, estableciendo que, para ser considerado como este tipo de usuario, una persona natural o jurídica debe contar con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, 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.

---

<sup>8</sup> <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>



Así las cosas, para un usuario no regulado las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral cuya definición de precio no responde a una metodología regulatoria.

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 seguimiento a estos precios, la SSPD realizó el cálculo del CU promedio por cada una de las empresas, por tipo de usuario, por nivel de tensión y por ADD, para compararlo con un posible valor mínimo de CU estimado para estas mismas clasificaciones con el fin de identificar datos atípicos.

El cálculo del CU promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de enero, febrero y marzo de 2024, 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 (\$)

Esta información se complementó 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 valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo del valor en pesos del consumo del usuario multiplicado por el CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo de los Campos 14 y 17 (12515 de 2021) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 17 y 14, obteniendo un



costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Para este primer trimestre de 2024, 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, Vivienda de Interés Social, Asentamiento Indígena 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.

Por otro lado, en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, y para efectos del presente documento, la SSPD realizó un cálculo de un CUMin de la siguiente manera:

**Componente G:** Se calcula como una ponderación entre la contratación y la exposición a bolsa de la siguiente manera: El 85% del precio promedio de compra en contratos no regulados publicado por XM más el 15% del precio promedio de bolsa del trimestre. Realizado el cálculo, se determina que es igual a 347,16 \$/kWh.

El valor de 85%, lo asume la Superservicios con base en las proyecciones de contratación de la demanda no regulada publicado por XM.

**Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del primer trimestre de 2024, igual a 53,65 \$/kWh.

**Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 386,12 \$/kWh y el T promedio de 53,65 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda y las pérdidas reales publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR que ya se encuentran con aprobación de ingresos. Asimismo, se tuvo en cuenta el promedio de los CPROG del trimestre de todas las empresas que cuentan con ingresos aprobados.

Para los OR que no pertenecen a un ADD, mercados Caribe Mar, Caribe Sol y Chocó, se calculó el valor del componente con el G de 347,16 \$/kWh y el T promedio de 53,65 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar.



**Componente D:** Se tomó el valor promedio del primer trimestre de 2024 del DtUN de cada ADD por NT y se asume que la propiedad del activo para el NT1 es del usuario por lo que se consideró un CDI de 60,23 \$/kWh correspondiente al promedio de los CDI. Para mercados sin ADD, se tomó el promedio trimestral de los cargos de distribución de cada OR.

**Componente C:** Para el presente análisis la SSPD lo estimó en 10 \$/kWh.

**Componente R:** Se tomó el promedio del primer trimestre de 2024 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (9,45 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CUMin resumidos en la Tabla 35 igualmente, los resultados obtenidos para cada empresa, por ADD y nivel de tensión se detallan en el anexo 2 de este documento. En esta comparación, se identificaron los valores promedio obtenidos que se encuentran por debajo del CUMin calculado por la SSPD (resaltado naranja en las tablas del anexo), ya que se podría considerar que algunos de los componentes regulados se encuentran por debajo del menor valor liquidado en el mercado de energía o puede corresponder a un reporte erróneo en el nivel de tensión certificado en el Formato TC1 por parte del OR.

**Tabla 34. Valores promedio del CUMin**

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
CENTRO	NT1	721,25
CENTRO	NT2	630,49
CENTRO	NT3	524,12
CENTRO	NT4	469,08
OCCIDENTE	NT1	711,22
OCCIDENTE	NT2	611,24
OCCIDENTE	NT3	539,01
OCCIDENTE	NT4	469,08
ORIENTE	NT1	696,07
ORIENTE	NT2	611,71
ORIENTE	NT3	556,48
ORIENTE	NT4	469,08
SUR	NT1	687,49
SUR	NT2	623,32
SUR	NT3	516,64
SUR	NT4	469,08
CARIBE MAR	NT1	795,63
CARIBE MAR	NT2	615,01
CARIBE MAR	NT3	563,69
CARIBE MAR	NT4	491,24
CARIBE SOL	NT1	798,88
CARIBE SOL	NT2	631,19
CARIBE SOL	NT3	545,28
CARIBE SOL	NT4	496,95
CHOCO	NT1	657,56
CHOCO	NT2	594,91

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, cálculos DTGE



A continuación, se presentan algunos resultados relevantes observados para cada nivel de tensión:

### **Nivel de Tensión 1**

Para el primer trimestre de 2024, el CU promedio más alto corresponde a BIA ENERGY SAS ESP para el sector Industrial ADD Centro con un valor de 1.060,19 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S. P con 696,44 \$/kWh en el ADD Oriente.

### **Nivel de Tensión 2**

El valor del CU promedio más alto para el primer trimestre de 2024, es para BIA ENERGY SAS ESP con 1.151,66 \$/kWh en el sector Industrial SIN ADD en el mercado Caribe Sol; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P., para el sector especial asistencial en el ADD Oriente con 617,34\$/kWh.

### **Nivel de Tensión 3**

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el primer trimestre de 2024 corresponde a RUITOQUE con 1.267,50 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CELSIA SOLOMBIA S.A. E.S.P. con 522,92 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Sur.

### **Nivel de Tensión 4**

El valor del CU promedio más alto para este primer trimestre del año 2024 corresponde a la GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S. P con 612,54 \$/kWh en el sector Comercial ADD Centro; por su parte, ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., presenta el menor valor promedio con 636,28 \$/kWh en el sector Industrial para el mercado Caribe sol sin ADD.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo 2 también se incluyen las tablas separadas por mercado de Comercialización, entendiéndose como mercados Caribe Mar, Caribe Sol y Chocó.



**Nota Final:** Los valores resaltados en color naranja de las tablas del anexo 2 de este documento, no se tuvieron en cuenta para el análisis comparativo de este capítulo y es una invitación para que las empresas revisen si dichos valores corresponden a la realidad o se deben a una posible mala calidad de la información reportada al SUI. Es importante mencionar que para esta Superintendencia la calidad de la información que allegan los agentes al SUI es una prioridad absoluta, razón por la cual se procederá a gestionar directamente con los prestadores la corrección de los reportes a los que haya lugar, lo anterior sin perjuicio de las medidas de carácter administrativo sancionador que se consideren pertinentes de acuerdo con las facultades otorgadas por la ley.

De la misma manera, se detectaron usuarios no regulados clasificados en estratos residenciales por lo que a través del equipo SUI de la DTGE, se hará el respectivo seguimiento y se informa que fueron excluidos del presente análisis. A su vez, esta es una invitación para que tanto comercializadores de energía como operadores de red, validen con mayor detalle la información certificada a través de los Formatos TC1 y TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 y tomen los correctivos que consideren pertinentes.



# Anexo 1

## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para enero de 2024 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	723,34
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	820,11
ANTIOQUIA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	847,79
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	870,05
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	898,85
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	901,39
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	983,88
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	894,27
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	942,37
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	852,60
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	897,67
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	696,79
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	747,41
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	767,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	792,02
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	792,54
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	798,56
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	813,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	818,14
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	870,82
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	943,42
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1103,37
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	693,46
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	794,85
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	813,44
BOYACÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	819,54
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	917,59
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	920,67
CALDAS	PEESA	CENTRO	710,90
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	820,08
CALDAS	EEP	CENTRO	820,94
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	826,74
CALDAS	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	832,69
CALDAS	CHEC	CENTRO	958,46
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	968,90
CALDAS	VATIA	CENTRO	997,09
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	698,40
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	746,40
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	748,93
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	796,45
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	802,98
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	827,65
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	849,32
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	871,99
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	907,08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1092,02
CAQUETÁ	PEESA	SUR	672,96
CAQUETÁ	TRANSACCIONES ENER	SUR	795,56
CAQUETÁ	VATIA	SUR	910,32
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	939,96
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	730,57
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	821,45
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	862,73
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	866,03
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	894,04
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	899,06
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	961,01
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1061,09
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	1090,73
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	726,23
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	849,90
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	865,17
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	866,01
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	899,82
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	976,18
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1073,00
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1165,56
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1206,28
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1380,82

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	782,78
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	911,08
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	940,41
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	984,78
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	1049,44
CASANARE	PEESA	SUR	688,25
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	799,32
CASANARE	ENERCA	SUR	843,28
CASANARE	VATIA	SUR	910,01
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	701,34
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	917,70
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	928,02
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	973,53
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	975,87
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	965,30
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	792,84
HUILA	PEESA	ORIENTE	697,60
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	805,20
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	812,96
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	973,88
HUILA	VATIA	ORIENTE	1001,11
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	1004,12
META	PEESA	SUR	677,75
META	RUITOQUE	SUR	742,83
META	Enel X Colombia	SUR	780,01
META	ENERTOTAL	SUR	799,28
META	EMS	SUR	881,52
META	TRANSACCIONES ENER	SUR	919,38
META	VATIA	SUR	927,55
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	727,32
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	787,00
NARIÑO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	801,70
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	805,03
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	902,84
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	968,78
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	971,27
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	723,32
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	794,37
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	838,65
NORTE DE SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	843,38
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	933,94
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	995,58
PEREIRA	PEESA	CENTRO	716,84
PEREIRA	AIRE	CENTRO	793,35
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	825,75
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	846,27
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	868,02
PEREIRA	EEP	CENTRO	885,29
PEREIRA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	908,61
PEREIRA	VATIA	CENTRO	922,42
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	930,84
PUTUMAYO	VATIA	SUR	944,74
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	719,16
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	787,56
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	814,95
QUINDÍO	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	844,68
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	858,60
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	880,77
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	968,85
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	1012,99
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	808,62
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	948,27
SANTANDER	PEESA	CENTRO	725,30
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	827,60
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	832,54
SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	854,20
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	861,94
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	919,73
SANTANDER	ESSA	CENTRO	920,12
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	951,32
SANTANDER	VATIA	CENTRO	990,34
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	875,75
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	711,61
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	783,15
TOLIMA	EPM	ORIENTE	795,88
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	824,06
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	906,06
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	941,16
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	1030,33
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1152,38



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TULLÁ	PEESA	OCCIDENTE	694,64
TULLÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	790,84
TULLÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	857,88
TULLÁ	CETSA	OCCIDENTE	893,40
TULLÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	900,32
TULLÁ	VATIA	OCCIDENTE	985,90
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	696,03
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	765,66
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	793,95
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	797,14
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	869,86
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	887,21
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	896,28
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	904,19
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	966,79
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1024,33

Fuente: Información publicada por las E.S.P.

**Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para febrero de 2024 [\$/kWh]**

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	743,89
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	803,59
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	857,47
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	869,20
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	870,45
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	873,76
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	775,90
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	948,03
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	769,59
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	882,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	719,24
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	770,93
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	773,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	792,80
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	799,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	802,80
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	826,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	833,46
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	862,37
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	909,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1015,32
BOYACÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	712,66
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	783,59
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	801,20
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	829,16
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	912,38
CALDAS	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	730,86
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	810,30
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	811,30
CALDAS	EEP	CENTRO	829,71
CALDAS	VATIA	CENTRO	887,60
CALDAS	CHEC	CENTRO	959,43
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	968,05
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	740,13
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	758,19
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	780,00
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	799,48
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	813,95
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	846,16
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	864,69
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	878,69
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1028,68
CAQUETÁ	TRANSACCIONES ENER	SUR	696,52
CAQUETÁ	VATIA	SUR	828,77
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	966,01

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	795,90
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	870,84
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	899,38
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	899,40
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	911,99
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	961,83
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	979,48
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1071,09
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	775,18
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	856,58
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	895,22
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	946,43
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	1047,92
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1067,34
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1071,85
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1164,92
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1290,34
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	789,76
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	916,40
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	941,86
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	951,66
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	1002,58
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	790,81
CASANARE	VATIA	SUR	826,28
CASANARE	ENERCA	SUR	882,27
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	832,24
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	923,76
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	936,96
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	992,04
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	906,29
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	712,69
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	788,93
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	800,71
HUILA	VATIA	ORIENTE	879,11
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	938,12
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	968,19
META	TRANSACCIONES ENER	SUR	698,37
META	Enel X Colombia	SUR	768,24
META	RUITOQUE	SUR	791,50
META	ENERTOTAL	SUR	792,20
META	VATIA	SUR	818,89
META	EMSA	SUR	893,69
NARIÑO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	727,27
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	762,12
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	815,91
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	871,31
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	893,67
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	908,07
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	998,39
NORTE DE SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	744,81
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	824,38
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	842,21
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	879,65
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	923,50
PEREIRA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	734,27
PEREIRA	AIRE	CENTRO	783,60
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	807,40
PEREIRA	VATIA	CENTRO	811,34
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	816,94
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	857,90
PEREIRA	EEP	CENTRO	890,37
PUTUMAYO	VATIA	SUR	817,73
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	908,05
QUINDÍO	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	739,80
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	798,85
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	826,02
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	846,97
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	898,52
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	941,80
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	977,94
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	979,99



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	792,03
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	855,21
SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	745,73
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	816,36
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	830,17
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	850,17
SANTANDER	VATIA	CENTRO	872,63
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	873,97
SANTANDER	ESSA	CENTRO	911,71
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	925,58
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	971,50
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	759,53
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	808,05
TOLIMA	EPM	ORIENTE	878,96
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	890,10
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	907,69
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	947,92
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1059,47
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	794,04
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	863,79
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	886,25
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	887,90
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	909,26
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	764,88
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	802,32
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	868,10
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	871,16
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	879,11
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	881,93
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	892,26
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	926,10
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	974,58

Fuente: Información publicada por las E.S.P.

**Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para marzo de 2024 [\$/kWh]**

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	827,18
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	877,15
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	882,41
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	884,21
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	896,29
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	806,68
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	953,71
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	797,26
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	876,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	797,16
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	797,84
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	819,65
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	821,01
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	828,48
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	851,24
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	853,42
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	882,30
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	909,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1048,63
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	804,62
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	825,21
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	859,23
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	936,66

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	826,32
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	830,12
CALDAS	EEP	CENTRO	852,55
CALDAS	VATIA	CENTRO	912,69
CALDAS	CHEC	CENTRO	940,42
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	997,29
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	772,47
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	781,78
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	811,22
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	831,03
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	856,18
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	877,70
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	888,17
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1050,10
CAQUETÁ	VATIA	SUR	844,66
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	933,33
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	888,21
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	901,44
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	919,36
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	926,71
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	986,46
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	1017,62
CARIBE MAR	CARBEMAR	SIN ADD	1095,64
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	874,59
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	909,99
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	981,51
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	1060,39
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1109,90
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1113,14
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1130,44
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1211,29
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	801,89
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	925,64
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	964,98
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	968,96
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	1013,30
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	810,27
CASANARE	VATIA	SUR	849,97
CASANARE	ENERCA	SUR	900,82
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	849,48
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	932,01
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	953,09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1002,66
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	878,32
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	786,61
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	812,49
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	821,58
HUILA	VATIA	ORIENTE	914,48
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	969,38
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	983,50
META	Enel X Colombia	SUR	778,54
META	ENERTOTAL	SUR	808,60
META	RUITOQUE	SUR	812,62
META	VATIA	SUR	842,43
META	EMSA	SUR	908,42
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	772,67
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	827,65
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	891,73
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	893,67
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	923,57
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	1008,46
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	847,90
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	867,42
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	911,01
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	952,75
PEREIRA	AIRE	CENTRO	806,43
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	816,36
PEREIRA	VATIA	CENTRO	839,86
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	841,41
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	877,62
PEREIRA	EEP	CENTRO	915,40

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PUTUMAYO	VATIA	SUR	844,43
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	939,74
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	822,19
QUINDÍO	RUI TOQUE	CENTRO	851,47
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	867,33
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	930,68
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	982,78
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	998,71
RUI TOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	813,76
RUI TOQUE	RUI TOQUE	CENTRO	878,23
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	838,95
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	856,59
SANTANDER	RUI TOQUE	CENTRO	868,43
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	870,40
SANTANDER	VATIA	CENTRO	901,96
SANTANDER	ESSA	CENTRO	936,92
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	947,36
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	995,38
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	784,70
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	832,59
TOLIMA	EPM	ORIENTE	905,55
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	910,98
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	938,71
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	958,30
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	990,19
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	806,13
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	820,87
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	872,47
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	888,27
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	897,82
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	903,17
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	904,08
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	919,01
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	994,13
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	762,22
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	775,30
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	776,15
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	810,00
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	814,19
VALLE DEL CAUCA	TERPEL ENERGÍA	OCCIDENTE	818,84
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	825,53
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	866,55
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	874,75
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	879,50
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	885,52
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	891,52
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	895,57
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	904,55
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	921,65
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	926,78
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	942,61
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	994,69
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1022,05

Fuente: Información publicada por las E.S.P.



## Anexo 2

### CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD<sup>9</sup>

Nivel de Tensión 1, Trimestre 1 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			528,71		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			656,25	708,70	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		650,90	627,89	610,98	553,85
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			642,04		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			662,37		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	429,57	753,97	736,76		
VATIA S.A. E.S.P.			672,58	685,14	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			647,39		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			627,44		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			682,83		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			732,43	948,49	868,81
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			702,95	695,49	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			808,56		
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			717,93		
BIA ENERGY SAS ESP				1060,19	

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 1 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	739,78				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		699,95		675,16	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		613,39			829,81
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.E.S.P		539,57			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		555,21			
VATIA S.A. E.S.P.		581,91			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	724,14	747,85	642,43	675,47	
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		829,49		629,26	826,25
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		658,70			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		715,39			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		645,49			
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		587,41		710,84	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		858,52			

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

<sup>9</sup> Nota. En las siguientes las celdas resaltadas con el color naranja corresponden a aquellos valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CUMin calculado por la SSPD. Las celdas resaltadas en rojo y verde corresponden a los valores máximos y mínimos obtenidos para cada grupo de datos.

## Nivel de Tensión 1, Trimestre 1 2024. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riesgo	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.						417,85
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		728,80				729,26
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		482,81				751,66
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.						517,88
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		619,17		632,06		676,30
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		677,38	470,85			703,70
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						679,34
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		728,04				667,36
VATIA S.A. E.S.P.		657,12				798,44
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		643,11				696,44
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		684,67				
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		655,96				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		617,49				
AIR-E S.A.S. E.S.P.		683,02				
RUITOQUE S.A. E.S.P.	730,91			664,64		736,33
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	659,72	688,01			928,72	678,21
GENERSA S.A.S E.S.P.						133,53
BIA ENERGIA SAS ESP						872,25
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP		974,44				756,93

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 1, Trimestre 1 2024. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

COMERCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	719,20	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	890,39	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		788,44
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	866,80	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	664,23	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	700,51	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 1, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		725,89	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	767,20		
VATIA S.A. E.S.P.		1094,89	872,02
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	732,66		
AIR-E S.A.S. E.S.P.		729,22	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			711,11
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		663,67	578,46
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	852,46		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 1, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			802,78
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			732,21
AIR-E S.A.S. E.S.P.	680,00	406,90	736,78
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			696,40
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		666,28	866,65

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

**Nivel de Tensión 2, Trimestre 1 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)**

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL	PROVISIONAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					638,46			
ISAGEN S.A. E.S.P.			546,10		564,57			
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS					609,12			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	591,46	579,36	619,77		590,35		586,47	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	555,51	562,14	564,94		549,84	572,08	543,27	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			585,60		580,29		872,50	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P					562,76			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.					732,91			
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	414,07	625,77	562,48	599,01	602,90		664,72	603,02
VATIA S.A. E.S.P.			541,00		644,24			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			891,56					
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P					671,74			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP					620,46			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			581,71		581,54			
AIR-E S.A.S. E.S.P.			596,74		837,18			
RUITOQUE S.A. E.S.P.			707,55		662,32		589,94	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.					591,61			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			1058,72		891,09			
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			833,65				756,50	
BIA ENERGY SAS ESP					869,04			
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP					638,99			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

**Nivel de Tensión 2, Trimestre 1 2024. ADD Occidente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)**

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.						620,50	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	722,24		312,30	348,48		344,77	332,28
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	559,60		568,95	536,38	559,75	592,30	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			543,42			470,50	529,37
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			576,65			504,84	
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	550,08		543,71			512,76	557,39
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P			531,24			534,86	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						570,39	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	344,93		564,84			551,81	
VATIA S.A. E.S.P.			586,85			683,80	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	580,10		590,79	627,33	621,98	577,66	592,40
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			731,88			466,34	538,72
QI ENERGY SAS ESP		800,41	574,40				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			558,91				
AIR-E S.A.S. E.S.P.			574,52				
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			526,43			572,09	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			875,53			674,48	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			668,95				
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP						602,97	630,92

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

**Nivel de Tensión 2, Trimestre 1 2024. ADD Oriente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)**

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							574,90	
ISAGEN S.A. E.S.P.			567,69				532,93	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	648,26		708,96		617,34	583,45	626,81	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		635,45	640,48	538,36			590,23	575,04
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	528,03		542,50				528,11	493,26
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	692,33	535,40	573,15	554,31	537,60		585,00	576,46
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	524,07		561,24	529,81			583,12	583,31
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							523,84	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.			586,10				582,12	
VATIA S.A. E.S.P.			571,93				631,32	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			579,61				580,39	721,80
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P							746,91	
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP			650,01					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							558,46	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			636,00				642,66	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			557,45	559,91			569,07	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			565,82				620,89	
RUITOQUE S.A. E.S.P.		571,58	639,34	570,77	569,32		610,43	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		568,20	555,44			775,34	552,90	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		569,10	888,22				692,87	
BIA ENERGY SAS ESP			566,04				763,91	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP			596,08				596,99	641,19

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



## Nivel de Tensión 2, Trimestre 1 2024. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS			672,97	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		561,45		615,83
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		567,40	536,86	527,42
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		562,88		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	807,32		702,69	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		598,25		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			539,90	
VATIA S.A. E.S.P.		678,95	782,33	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		757,10		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			906,58	
QI ENERGY SAS ESP		839,76		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		578,61		
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	866,80			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		593,31		
RUITOQUE S.A. E.S.P.		589,70		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			632,41	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 2, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						625,45
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.						451,94
ISAGEN S.A. E.S.P.					527,71	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		665,36				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		524,80				663,31
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		535,33			533,99	530,90
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		539,89			562,81	535,64
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.						736,76
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						572,88
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						510,17
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		601,33				
VATIA S.A. E.S.P.		586,75			859,54	543,28
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P						872,60
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P		591,43				
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					789,33	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		561,55				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	631,13	583,11	635,04	575,47	593,81	691,80
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP					773,68	
AIR-E S.A.S. E.S.P.		570,61				
RUITOQUE S.A. E.S.P.		621,30				558,70
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		582,14			708,20	650,83
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		780,26				807,84
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		743,60				

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 2 Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							605,47	
ISAGEN S.A. E.S.P.							505,63	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			671,63			535,25	564,03	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			526,38			519,78	513,50	510,28
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			739,44		536,61		620,69	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							500,73	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			733,95				708,58	
VATIA S.A. E.S.P.							543,40	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P							811,62	536,61
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							719,28	
QI ENERGY SAS ESP		858,87						
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							548,62	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							593,62	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			557,94				582,14	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	632,81		585,38	481,34			568,98	692,48
RUITOQUE S.A. E.S.P.							555,93	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			639,10			559,85	561,41	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P							870,70	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			738,87					
BIA ENERGY SAS ESP			608,79				1151,66	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP								851,50

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 2, Trimestre 1 2024. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		514,61
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	540,80	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	556,36	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	545,48	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 3, Trimestre 1 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL	Hogar Comunitario
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		523,92		532,08			
ISAGEN S.A. E.S.P.		607,64		441,13			457,56
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	460,08	450,11		445,23			
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		461,79		456,66	386,39		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		493,75		521,22			
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		432,87		432,74			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		502,38	485,87	504,09	585,28	505,17	
VATIA S.A. E.S.P.		477,47		455,57			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		525,90					
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		669,01		652,74			
QI ENERGY SAS ESP	863,45						
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		477,56		478,74			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		493,34					
RUITOQUE S.A. E.S.P.		535,72	881,12	1267,50	480,18		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		570,95					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		722,81					
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		659,08					

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



## Nivel de Tensión 3, Trimestre 1 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		485,41	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		336,24	336,69
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	491,12	515,17	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	472,82	447,44	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	474,45	488,71	
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		453,95	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P	511,40	473,84	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		466,69	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		515,25	
VATIA S.A. E.S.P.	684,76	473,59	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	521,05	512,96	515,26
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		686,63	
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		453,14	
QI ENERGY SAS ESP	433,16		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	497,00	489,93	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		539,22	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		481,45	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	255,96	505,04	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	743,26		
RIOPAILA ENERGÍA SAS ESP		914,35	

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 3, Trimestre 1 2024. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		491,03		563,79		
ISAGEN S.A. E.S.P.		482,44		432,40		
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		595,00		550,04	523,23	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		437,46		506,32		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		492,61		467,09		472,78
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		486,28		499,75		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		528,76	477,21	511,26		387,19
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				409,57		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		559,31				
VATIA S.A. E.S.P.		642,09		641,08		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P				610,50		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P				648,71		
QI ENERGY SAS ESP		756,75				
FRANCA ENERGIA SA ESP				667,59		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		554,19				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		508,56		492,57		
AIR-E S.A.S. E.S.P.				529,60		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.				542,97		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	460,82	458,04				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP				687,47		
BIA ENERGY SAS ESP		522,62		849,98		
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP				615,89		

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 3, Trimestre 1 2024. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		526,59		
ISAGEN S.A. E.S.P.		400,30	421,54	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		438,93	522,92	512,94
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		447,63	437,55	430,86
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		449,01	549,25	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			597,28	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		514,04		
VATIA S.A. E.S.P.			504,91	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			607,00	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			801,54	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		655,94	668,14	
QI ENERGY SAS ESP	731,26			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			416,21	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			492,49	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			504,26	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		652,28		

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 3, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			438,80	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	483,94		454,05	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			468,96	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	477,48		495,99	584,80
VATIA S.A. E.S.P.				515,08
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	699,65			688,31
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	507,83	521,38	532,18	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	693,97			
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP				543,12

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 3, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Vivienda de Interés Social o Prioritario
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			551,75	
ISAGEN S.A. E.S.P.			418,99	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			434,38	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	478,00		468,26	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			601,01	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			498,36	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			450,52	
VATIA S.A. E.S.P.			499,75	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P			689,12	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	556,52	638,33	491,30	696,92
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	673,94			
DRUMMOND POWER SAS ESP			430,56	

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 4, Trimestre 1 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		378,73	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		387,68	342,26
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	612,54	609,61	
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		365,88	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre 1 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		372,83
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	418,17	382,63
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		392,08
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		431,14

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre 1 2024. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	377,30	374,66
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		406,25
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		411,24
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		608,85
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		512,56

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre 1 2024. ADD SUR (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	350,49
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	593,61
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	610,60

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



**Nivel de Tensión 4, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)**

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		371,17	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			448,28
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	408,90		412,48
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	474,62		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		535,04	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

**Nivel de Tensión 4, Trimestre 1 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)**

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	402,20
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	636,28

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE





# BOLETIN TARIFARIO

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

PRIMER TRIMESTRE 2024



Carrera 18 # 84 – 35

Bogotá, D. C., Colombia

(57 1) 691-3005

[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)

[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)



Superservicios