

Boletín Tarifario de **Energía Eléctrica**

JULIO – SEPTIEMBRE | 2024

**Dirección Técnica de Gestión de Energía –
Superintendencia Delegada para Energía y
Gas Combustible
MARZO 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 tercer trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

Elaboró:

Natalia Ximena Castro Puentes

Profesional del Grupo de Gestión Comercial en el SIN

Revisó:

Nelson Yesid González Castro

Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN

Aprobó:

Héctor Horacio Suárez Bernal

Director Técnico de Gestión de Energía

Contenido

Introducción 7

Condiciones para la lectura, interpretación y uso de la información 8

Interpretación y uso de la información..... 8

Operación Estadística 11

Control de Cambios al Boletín..... 11

1. Actualidad tarifaria 12

2. Panorama nacional 13

3. Componente de Generación (G) 16

4. Componente de Transmisión (T) 35

5. Componente de Distribución (D)..... 43

6. Componente de Comercialización (C) 56

7. Componente de Pérdidas (PR) 66

8. Componente de Restricciones (R) 71

9. Opción Tarifaria 79

10. Tarifas aplicadas..... 82

11. Usuarios no regulados 85

12. Reporte de información al SUI 92

Anexo 1- Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para julio de 2024 [\$/kWh] 93

Anexo 2- CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD..... 105

Anexo 3. Empresas operativas o en intervención con Formatos Tarifarios habilitados en estado pendiente..... 113

Lista de figuras

Figura 1. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 1	18
Figura 2. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 2	20
Figura 3. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 3	21
Figura 4. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 4	23
Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro julio 2024.....	26
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro agosto 2024	28
Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro septiembre 2024	29
Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb julio 2024.....	32
Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb agosto 2024	33
Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb junio 2024	33
Figura 11. Comportamiento Componente T, 3T	36
Figura 12. Composición del ingreso regulado Neto.....	43
Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro	46
Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente.....	47
Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente	47
Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur	48
Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 3T 2024	51
Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 3T 2024.....	52
Figura 19. Componente Comercialización 3T Grupo 1	58
Figura 20. Componente Comercialización 3T Grupo 2.....	59
Figura 21. Componente Comercialización 3T Grupo 3.....	61
Figura 22. Componente Comercialización 3T Grupo 4.....	62
Figura 23. COT de mercado julio- septiembre 2024 (\$/kWh).....	65
Figura 24. Fórmula restricciones	72
Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 3T	73
Figura 26. Precios de Reconciliaciones.....	74
Figura 27. Promedio componente R 3T 2024.....	75
Figura 28. Opción Tarifaria.....	80
Figura 29. Promedio tarifa aplicada (estrato 4) 3T 2024.....	83

Lista de tablas

Tabla 1. Condiciones de lectura	8
Tabla 2. Resoluciones expedidas y publicadas por la CREG	13
Tabla 3. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado	15
Tabla 4. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 1	17
Tabla 5. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 2	19
Tabla 6. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 3	20
Tabla 7. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 4	22
Tabla 8. Promedio precios de bolsa y contratos 3T	30
Tabla 9. Valores G Transitorio (\$/kWh) 3T	34
Tabla 10. Proyectos con retraso Julio 2024	40
Tabla 11. Proyectos con retraso agosto 2024	40
Tabla 12. Proyectos con retraso septiembre 2024	41
Tabla 13. Cálculo del componente de Transmisión 3T	41
Tabla 14. Componente Distribución 3T	45
Tabla 15. Incentivos de calidad media 3T 2024	48
Tabla 16. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos 3T 2024.....	52
Tabla 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte	54
Tabla 18. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur	54
Tabla 19. Proyectos compensados por PPA julio 2024	55
Tabla 20. Proyectos compensados por PPA agosto 2024.....	55
Tabla 21. Proyectos compensados por PPA septiembre 2024.....	56
Tabla 22. Componente Comercialización 3T Grupo 1	57
Tabla 23. Componente Comercialización 3T Grupo 2	58
Tabla 24. Componente Comercialización 3T Grupo 3	60
Tabla 25. Componente Comercialización 3T Grupo 4	61
Tabla 26. Listado de Comercializadores acogidos al COT	64
Tabla 27. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT	65
Tabla 28. Componente de Pérdidas (PR) 3T.....	66
Tabla 29. CAP por OR existentes	69
Tabla 30. valores CPROG 3T 2024.....	70
Tabla 31. Promedio componente R 3T 2024.....	76

Tabla 32. Detalles del cálculo Restricciones 3T 78

Tabla 33. Saldos acumulados 2T 2024 vs 3T 2024. Todos los NT 81

Tabla 34. Valores promedio del CUmin..... 89

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 tercer 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 el estrato 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.

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

La base de datos usada para este informe corresponde con la información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los períodos 7M2024, 8M2024 y 9M2024. Esta información fue reportada por 35 empresas, las cuales entregaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.

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 tercer 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 julio, agosto y septiembre de 2024, 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 n.º 20171000204125 de 2017. Por tal motivo, es importante considerar que la fecha de cierre de los archivos de datos utilizados para la elaboración del informe, corresponde al 03 de marzo de 2025.

Tabla 1. Condiciones de lectura

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T3. Tarifas Publicadas Formato T4. Actualización Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado, cargo horario, estrato/sector y tipo de tarifa.
Formato T6. Opción Tarifaria 168/2008	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 11 «Sam» y el campo 8 «CUv», filtrando por mercado y NT y PROP

Reporte/ Fuente	Condiciones
<p>Formato T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR</p> <p>Formato T8. Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR</p>	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
Formato T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado.
Formato T10. Información ASIC y LAC – Comercializador	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 4 «DMRE» y el campo 6 «PRRE», filtrando por empresa.
Formato T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 2 «Dt1» y el campo 28 «CPROG», filtrando por empresa.
Formato T12. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por ADD.
Formato T13. Información General	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, relacionada con el campo 2 «STN MO», filtrando por la zona sur o norte del cargo del nivel de tensión 4 del STR.
<p>Formato TC1. Caracterización de Usuarios</p> <p>Formato TC2. Facturación a Usuarios</p>	A partir de estos formatos se descarga un reporte del SUI a través del SQL para traer la información relacionada con los usuarios No Regulados (NR), filtrando por el tipo de tarifa del TC2.
Formato CS1. SAIDI y SAIFI.	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 1 «SAIDI Acumulado» y el campo 2 «SAIFI Acumulado», filtrando por mercado.

Reporte/ Fuente	Condiciones
Variables Macroeconómicas	<p>Con el objetivo de analizar la evolución de las variables del entorno macroeconómico que regulatoriamente impactan las tarifas, se obtienen los datos sobre el Índice de Precios al Consumidor (IPC), Índice de Precios al Productor (IPP), Tasa Representativa del Mercado (TRM)</p> <p>IPC</p> <p>https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc</p> <p>IPP</p> <p>https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp</p> <p>TRM</p> <p>https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm</p> <p>Esta información se encuentra integrada en los cálculos y análisis de los componentes que tienen una afectación directa.</p>
Información de XM	<p>Se extrae la información de XM a través de los canales disponibles para tal fin (Portal Privado, Sinergox, Chatbot y el FTP a través de Filezilla), correspondiente al detalle de las liquidaciones definitivas por ADD, Deltas STN, Deltas STR, Causas, Afac, trsm y el precio de bolsa nacional ponderado.</p>
Información O3	<p>Se extrae la información por prestador relacionada con número de usuarios y consumo por trimestre.</p>

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

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

Control de Cambios al Boletín

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

Fecha	Documentos modificados	Modificaciones

1. Actualidad tarifaria

Como se indicó en los dos boletines anteriores, 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:

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

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, relativa a la opción tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica (*i. e.* de las cuales hacen parte las variables asociadas 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 tercer 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

Res. CREG/2024	Temática
101 048	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022
101 053	Por la cual se establecen medidas transitorias para autorizar la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Fuente: CREG – Normatividad

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el tercer trimestre del 2024 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el CU de energía eléctrica para obtener el comportamiento final en cada mercado, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que la actualizan 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 35 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 tercer trimestre de 2024 corresponden a QI ENERGY para el mes de septiembre con un valor de 1154,19 \$/kWh en el, seguido de AIR-E con un valor de 1122,67 \$/ los dos para el mercado Caribe Sol, y 1122,04 \$/kW para el mercado Caribe Mar por parte del prestador CARIBEMAR DE LA COSTA. 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, los tres prestadores en mención no se encuentran acogidos a la Opción Tarifaria en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar, pero si vienen recuperando saldos de opción tarifaria en el marco de la Resolución CREG 101 028 de 2023.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el tercer trimestre de 2024, se encuentra la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP con valor de 683,39 \$/kWh y 688,03 \$/kWh en el mercado Caribe Sol para los meses de agosto y septiembre respectivamente, y la COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ SA ESP en el mercado Valle del Cauca con un valor de 690,41 \$/kWh para el mes de septiembre de 2024; 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	TARIFA ESTRATO 4 (\$/kWh)
BAJO PUTUMAYO	SUR	787,20
PUTUMAYO	SUR	805,18
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	809,86
META	SUR	833,89
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	835,02
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	837,40
CASANARE	SUR	849,18
BOYACÁ	ORIENTE	851,30
NARIÑO	OCCIDENTE	852,96
PEREIRA	CENTRO	855,58
CARTAGO	OCCIDENTE	860,00
TULUÁ	OCCIDENTE	867,21
RUITOQUE	CENTRO	870,29
CARIBE SOL	SIN ADD	875,97
ANTIOQUIA	CENTRO	877,71
CAUCA	OCCIDENTE	880,41
CALDAS	CENTRO	881,21
TOLIMA	ORIENTE	881,96
HUILA	ORIENTE	888,86
ARAUCA	ORIENTE	889,00
SANTANDER	CENTRO	894,60
CAQUETÁ	SUR	900,13
QUINDÍO	CENTRO	902,75
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	911,09

MERCADO	ADD	TARIFA ESTRATO 4 (\$/kWh)
CARIBE MAR	SIN ADD	926,59
CHOCÓ	SIN ADD	941,29
SIBUNDOY	SUR	1092,67

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 3 se entiende que, en promedio, los mercados de comercialización de Sibundoy, Chocó y Caribe Mar poseen 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
- grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios.

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 4094,04 \$/USD.

Grupo 1

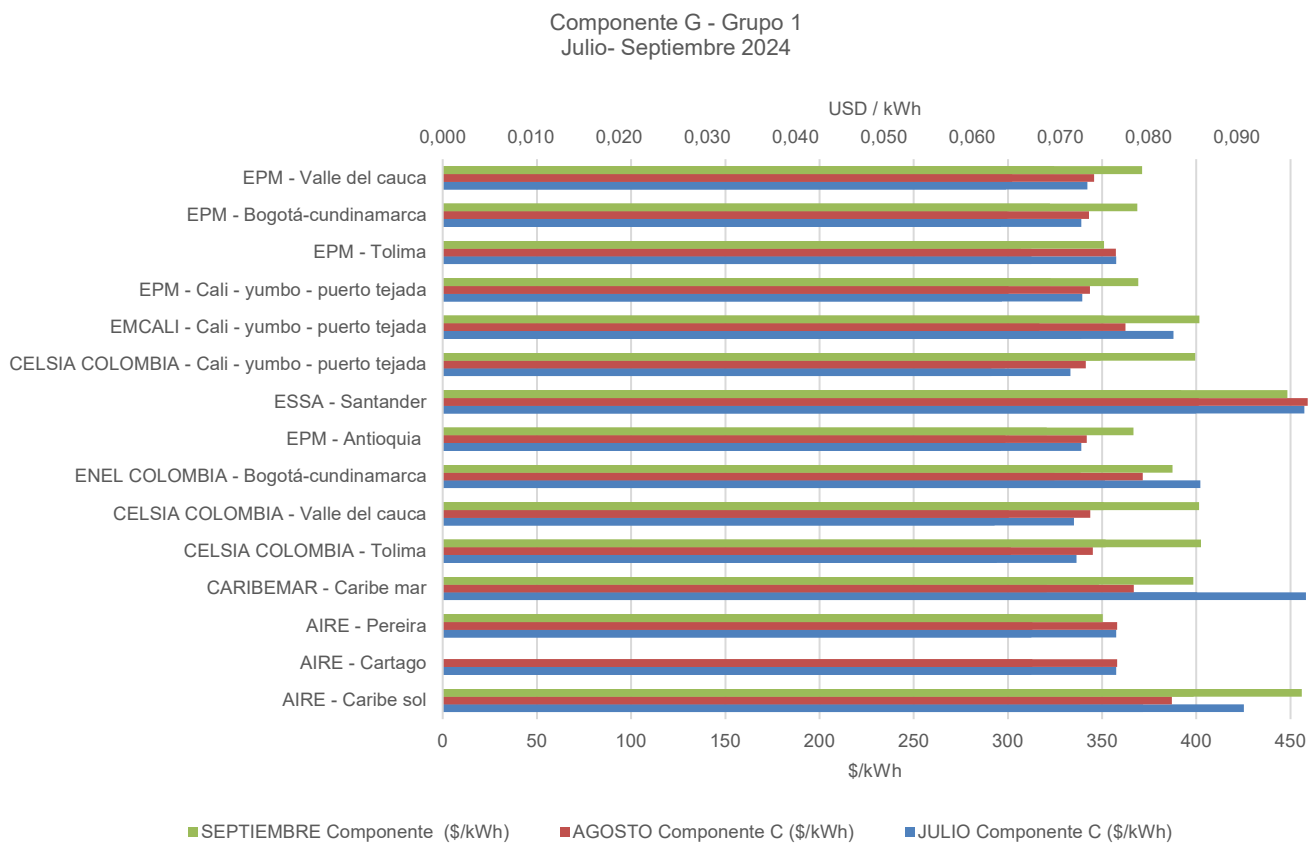
El valor promedio para el tercer trimestre de 2024 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 327,08 \$/kWh, 40,92 \$/kWh por debajo respecto al segundo trimestre de 2024 que representa una disminución del 11,12%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde al prestador Celsia Colombia para el mes de julio de 2024 con un valor igual a 291,28 \$/kWh en el mercado Cali - Yumbo - Puerto Tejada, mientras que el mayor valor corresponde a ESSA, con 401,32 \$/kWh para el mes de agosto de 2024. Ver Tabla 4 y Figura 1.

Tabla 4. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 1

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente G (\$/kWh)	AGOSTO Componente G (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente G (\$/kWh)
AIR-E - Caribe Sol	371,77	338,30	398,58
AIR-E – Cartago	312,46	312,94	-
AIR-E – Pereira	312,46	312,94	306,26
CARIBEMAR - Caribe Mar	400,51	320,66	348,22
CELSIA COLOMBIA - Tolima	294,05	301,61	351,83
CELSIA COLOMBIA - Valle del Cauca	292,88	300,43	350,87
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	351,55	324,76	338,63
EPM - Antioquia	296,35	298,74	320,52
ESSA – Santander	399,80	401,32	391,88
CELSIA COLOMBIA - Cali - Yumbo - Puerto Tejada	291,28	298,34	349,20
EMCALI - Cali - Yumbo - Puerto Tejada	338,99	316,76	351,10
EPM - Cali - Yumbo - Puerto Tejada	296,78	300,22	322,71
EPM - Tolima	312,46	312,38	306,81
EPM - Bogotá-Cundinamarca	296,26	299,77	322,32
EPM - Valle del Cauca	299,10	302,22	324,45

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 2

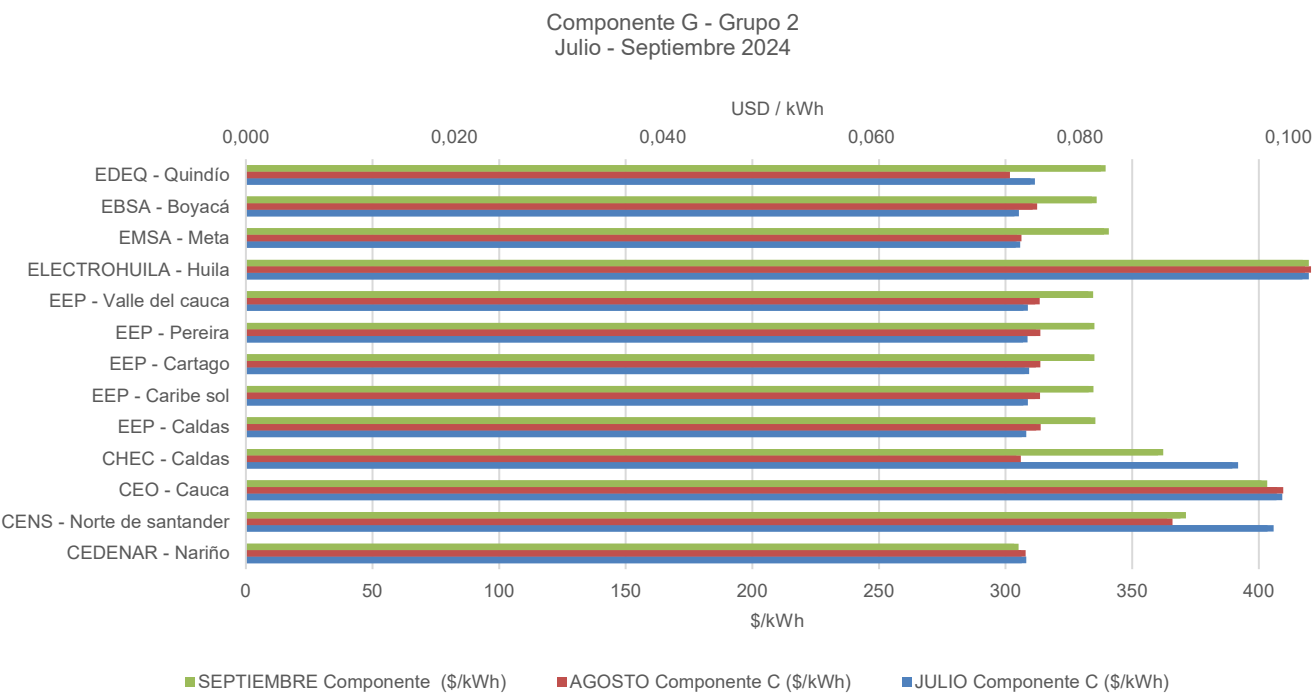
Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el tercer trimestre de 2024 corresponde a 337,88 \$/kWh, 10,79% por debajo del promedio del segundo trimestre del año 2024. Con un valor de 300,01 \$/kWh, EDEQ presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de agosto de 2024; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a ELECTROHUILA para el mes de agosto de 2024, con un valor igual a 418,20 \$/kWh. Ver Tabla 5 y Figura 2.

Tabla 5. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 2

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente G (\$/kWh)	AGOSTO Componente G (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente G (\$/kWh)
CEDENAR - Nariño	306,43	306,20	303,40
CENS - Norte de Santander	403,46	363,75	369,10
CEO - Cauca	406,97	407,24	401,05
CHEC - Caldas	389,52	304,28	360,21
EEP - Caldas	306,38	312,05	333,54
EEP - Caribe sol	306,99	311,76	332,82
EEP - Cartago	307,58	311,94	333,22
EEP - Pereira	306,94	311,93	333,19
EEP - Valle del cauca	307,07	311,67	332,63
ELECTROHUILA - Huila	417,27	418,20	417,35
EMSA - Meta	304,02	304,51	338,85
EBSA - Boyacá	303,45	310,71	334,09
EDEQ - Quindío	309,84	300,01	337,57

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 2. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 362,62 \$/kWh, 3,43% por debajo del promedio del segundo trimestre de 2024 equivalente a 12,87 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a DISPAC para el mes de septiembre de 2024 igual a 268,14 \$/kWh en el mercado Chocó, mientras que el mayor valor corresponde a la ENELAR con un valor de 462,55 \$/kWh para el mes de septiembre de 2024. Ver Tabla 6 y Figura 3.

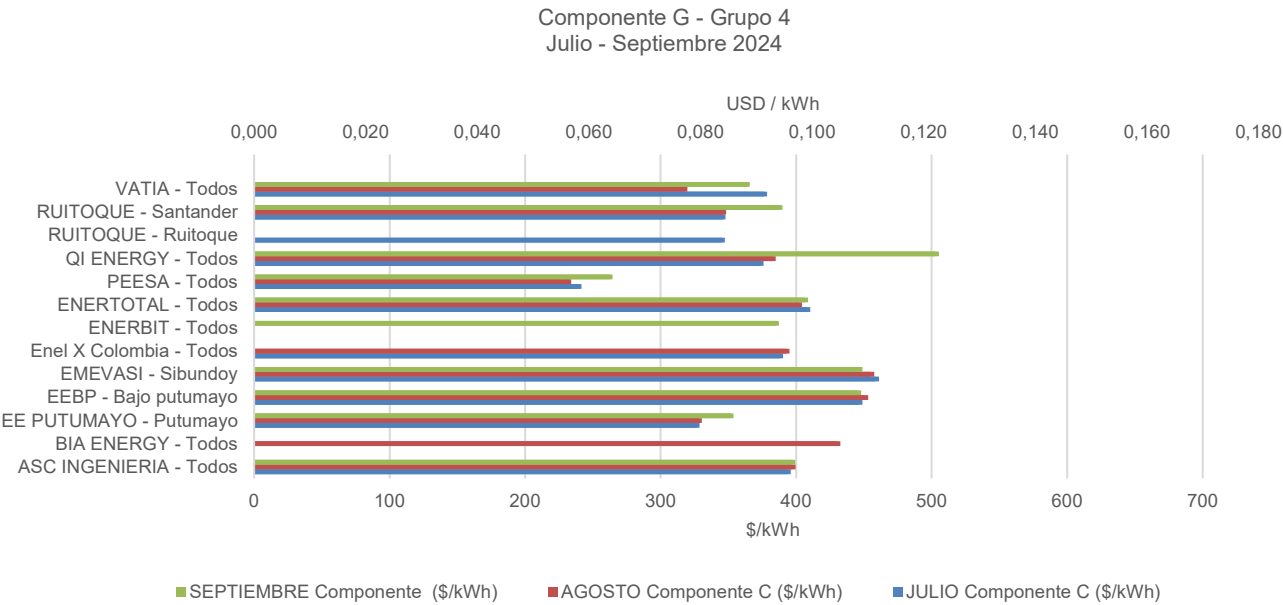
Tabla 6. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 3

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente G (\$/kWh)	AGOSTO Componente G (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente G (\$/kWh)
CETSA - Tolima	292,99	294,98	296,45

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente G (\$/kWh)	AGOSTO Componente G (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente G (\$/kWh)
CETSA - Valle del Cauca	291,24	293,22	295,03
ENELAR - Arauca	446,36	447,82	462,55
ENERCA - Casanare	412,58	418,56	393,36
CETSA - Tuluá	287,82	289,77	292,23
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	428,44	428,41	428,33
DISPAC - Chocó	424,26	422,52	415,93

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 3. Valor promedio componente de generación 3T – 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., Enel X Colombia., ENERBIT, QI ENERGY y BIA

ENERGY, tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

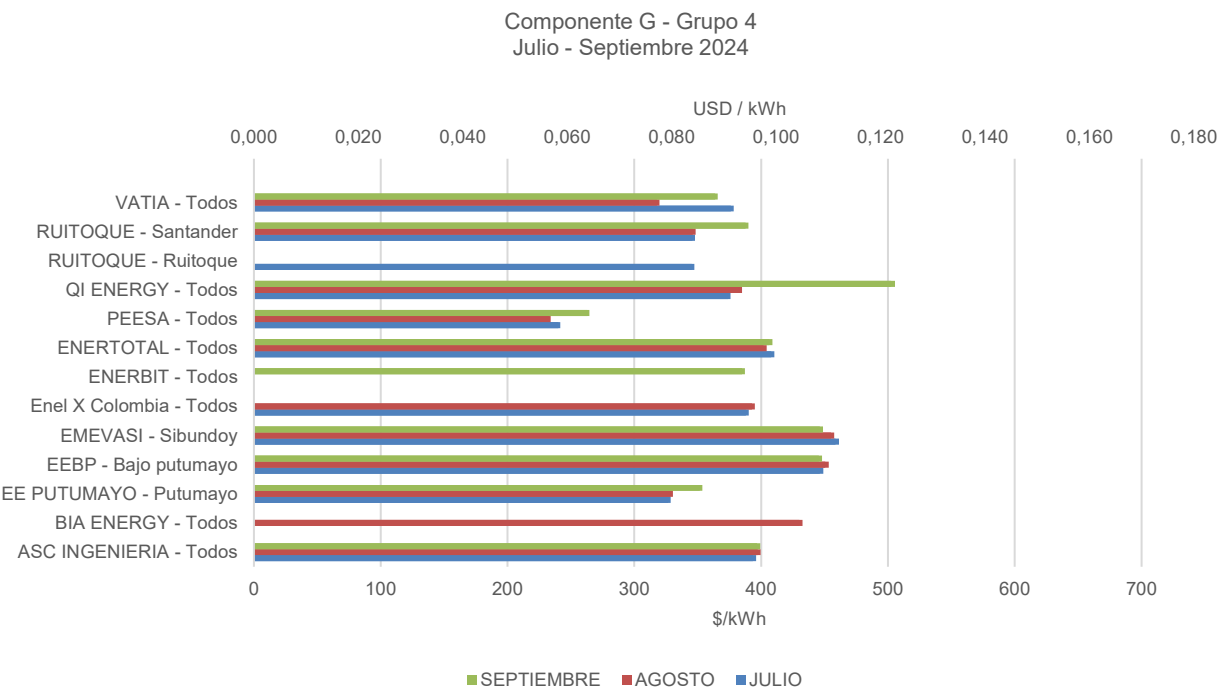
Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 396,08 \$/kWh, 3,98% por debajo del promedio del segundo trimestre de 2024 y que equivale a 16,40 \$/kWh. Asimismo, el menor valor reportado corresponde a PEESA, con un valor igual a 232,72 \$/kWh para el mes de agosto de 2024, mientras que el valor más alto lo publicó Qi Energy en el mes de septiembre de 2024 con un valor promedio en el componente de 502,46 \$/kWh. Ver Tabla 7 y Figura 4.

Tabla 7. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 4

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente G (\$/kWh)	AGOSTO Componente G (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente G (\$/kWh)
ASC INGENIERIA - Todos	393,57	397,26	396,87
BIA ENERGY - Todos	445,33	430,13	-
EE PUTUMAYO - Putumayo	326,66	328,51	351,54
EEBP - Bajo putumayo	446,35	450,55	445,37
EMEVASI - Sibundoy	458,57	454,96	446,20
Enel X Colombia - Todos	387,98	392,62	-
ENERBIT - Todos	-	-	384,88
ENERTOTAL - Todos	407,88	401,91	406,37
PEESA - Todos	240,16	232,72	262,88
QI ENERGY - Todos	373,74	382,71	502,46
RUITOQUE - Ruitoque	345,30	345,75	387,41
RUITOQUE - Santander	345,72	346,17	387,62
VATIA - Todos	376,20	317,88	363,63

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Valor promedio componente de generación 3T – Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se reitera que, desde agosto de 2023, ENERCO no ha reportado la información correspondiente al SUI.

De otra parte, la información de la empresa SOL & CIELO ha sido excluida para el presente boletín tarifario, debido a que se encuentra en proceso de revisión, lo que podría ocasionar variaciones en el promedio reportado.

Asimismo, las empresas RUITOQUE, ENERBIT, ENEL X COLOMBIA y BIA ENERGY 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 tercer trimestre de 2024, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 82,49%, 8,91% por encima respecto al segundo trimestre de 2024.

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

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

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

Para efectos del presente análisis 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:

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

Nótese que este nuevo G^* 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*. Esta variable se calcula de manera individual para cada Comercializador minorista, manteniendo constantes los demás factores y utilizando un valor de la variable P_c igual a la variable M_c del mes analizado, además de fijar el factor de ponderación $\alpha_{i,j}$ de la ecuación en 1:

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

Con $\alpha_{i,j} = 1$

$$G_{m,i,j}^{**} = Q_{c_{m-1,i}} * M_{c_{m-1,i}}$$

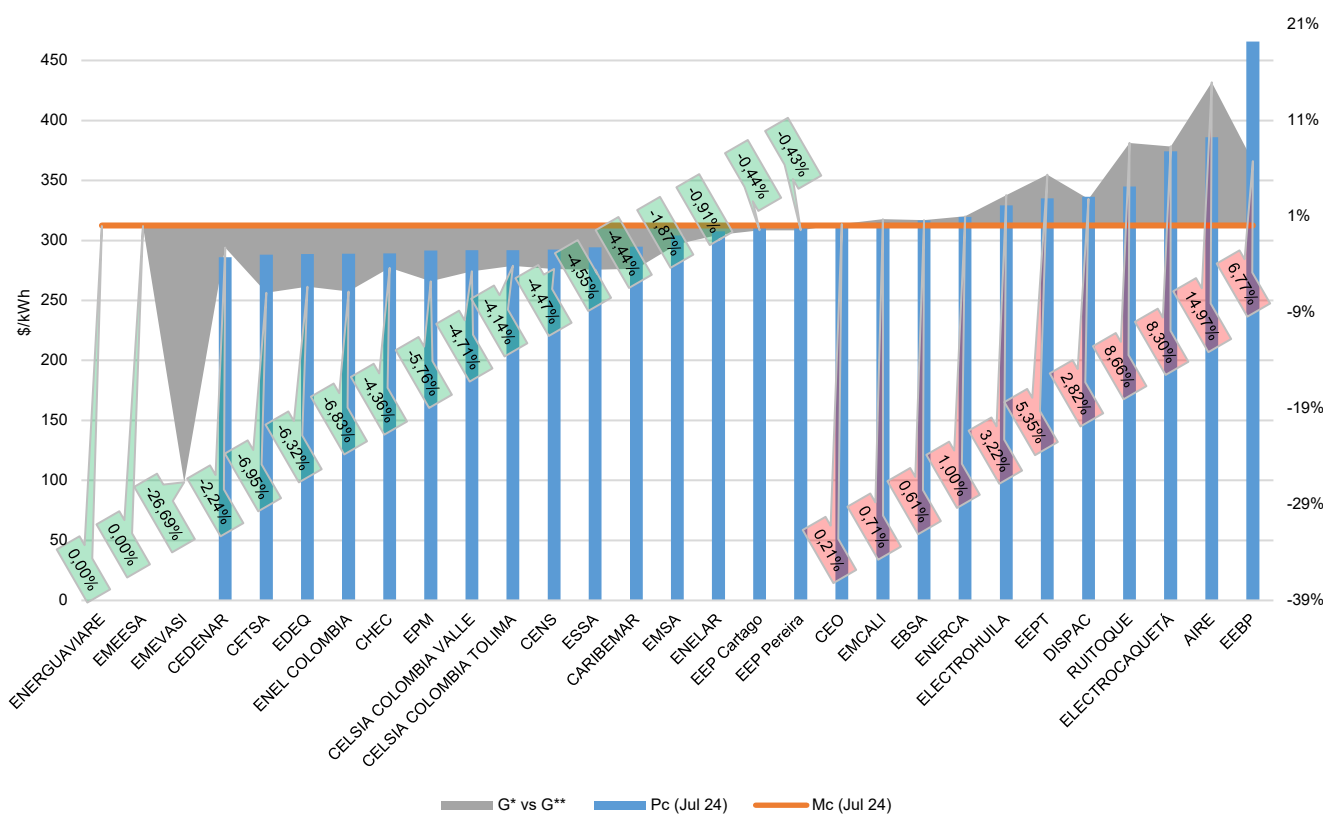
Ahora bien, con la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incorporaron nuevas variables. Teniendo en cuenta que el Formato T9 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 no se ajustaba a esta nueva realidad, a partir del periodo 4M2022 las empresas empezaron a reportar la variable W1 cuya definición es: «W1_{m-1,i}: Ponderador de los precios de los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, del comercializador i , en el mes $m - 1$ ».

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del segundo trimestre del año 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_{cm-1} para cada comercializador minorista, versus la variable M_{cm-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 julio 2024

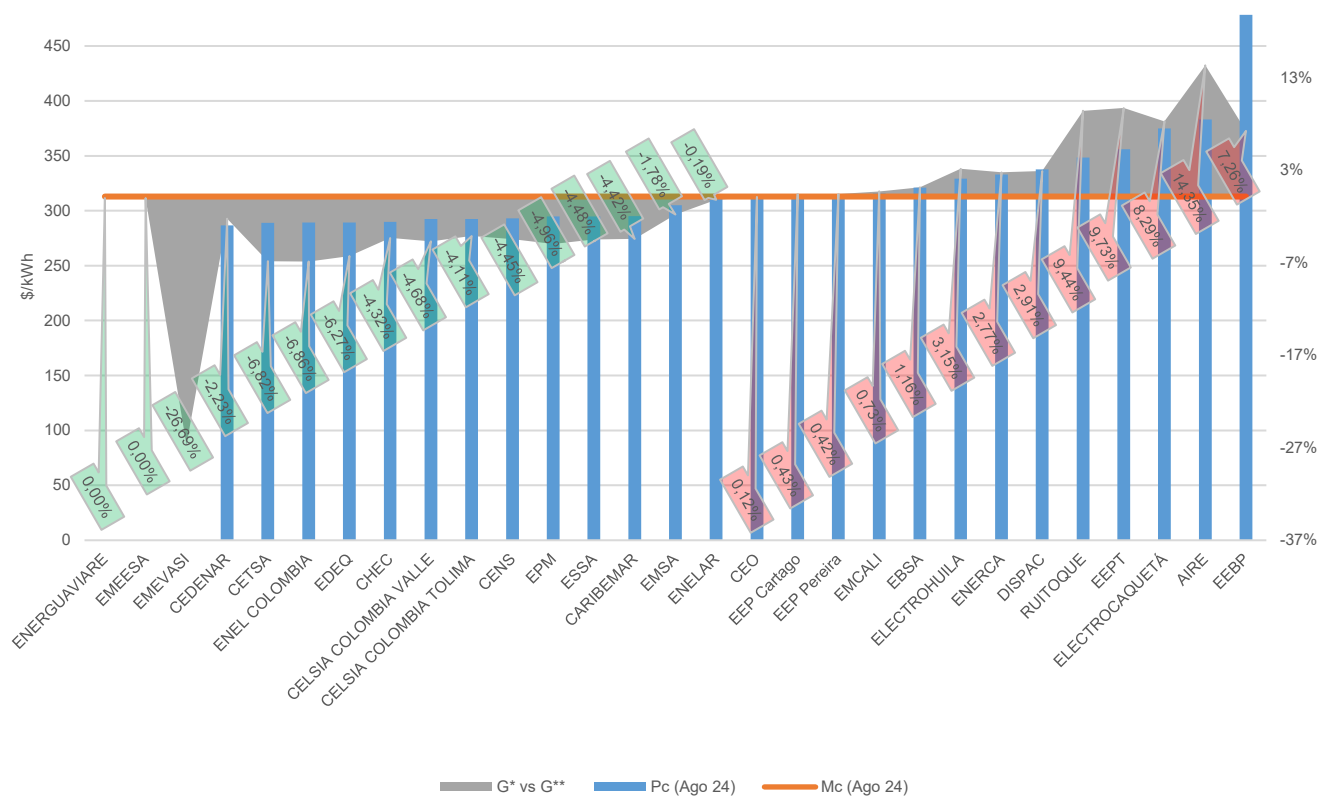


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de julio de 2024 es posible identificar qué la EEBP presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 6,77% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; esto quiere decir que, debido al alto P_c presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 6,77% mayor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, EMEVASI, para el mismo mes presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una disminución aproximada del 26,69% de la variable G^* respecto a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 26,69% menor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c .

Para el mes de agosto de 2024, EMEVASI presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 26,69% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, la EEBP nuevamente presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 7,26% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Ver Figura 6.

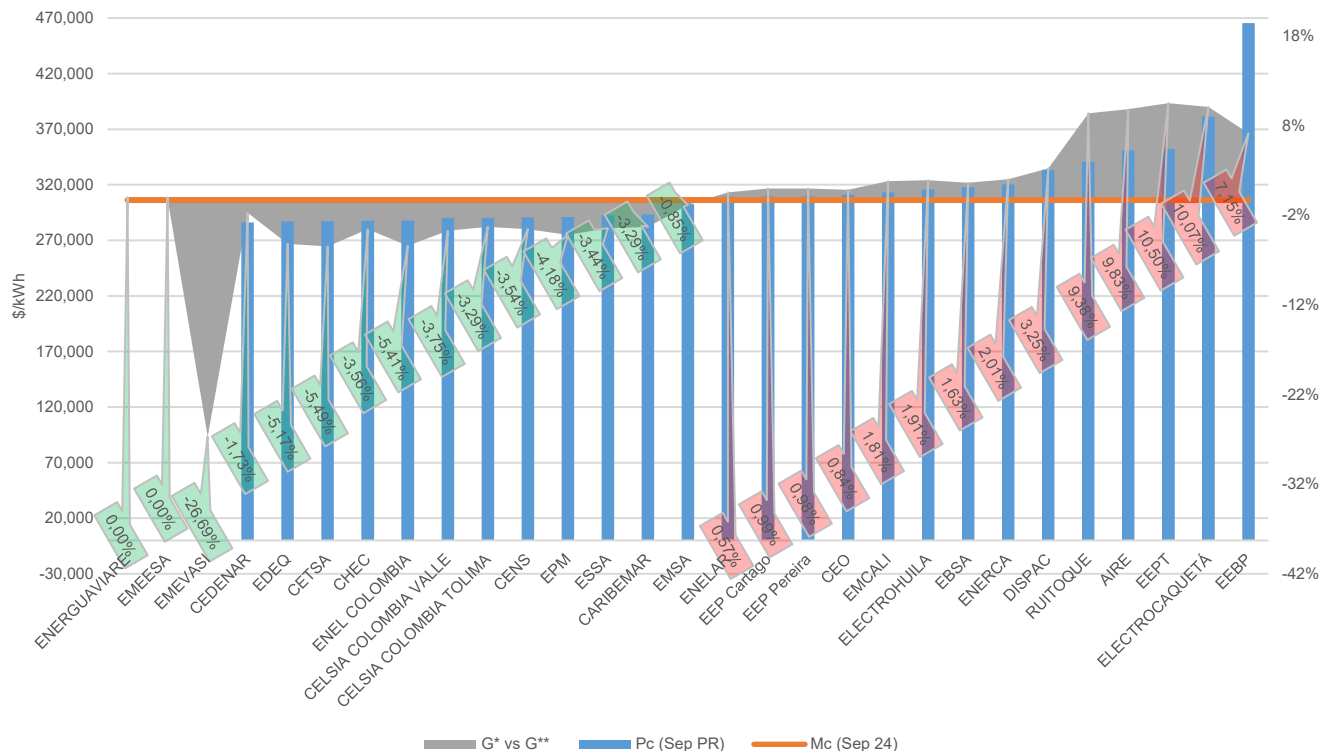
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro agosto 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de septiembre de 2024, EMEVASI presentó nuevamente el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 26,69% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, la EEBP presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 7,15%. Ver Figura 7.

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro septiembre 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

A partir del análisis realizado, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador minorista es menor que el valor de la variable M_c 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 α , 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 P_c de un Comercializador minorista es mayor que el valor de la variable M_c del mes correspondiente, no sólo se presentaría teóricamente una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , 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 P_c 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 α 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 3T

Variable	Julio	Agosto	Septiembre
Qc prom (%)	83,24%	83,30%	80,93%
Pb prom(\$/kWh)	310,46	328,46	614,31
Pc prom (\$/kWh)	318,00	320,93	316,04

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. y ENERGUAVIARE 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 (Q_b).

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 bolsa¹ 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:

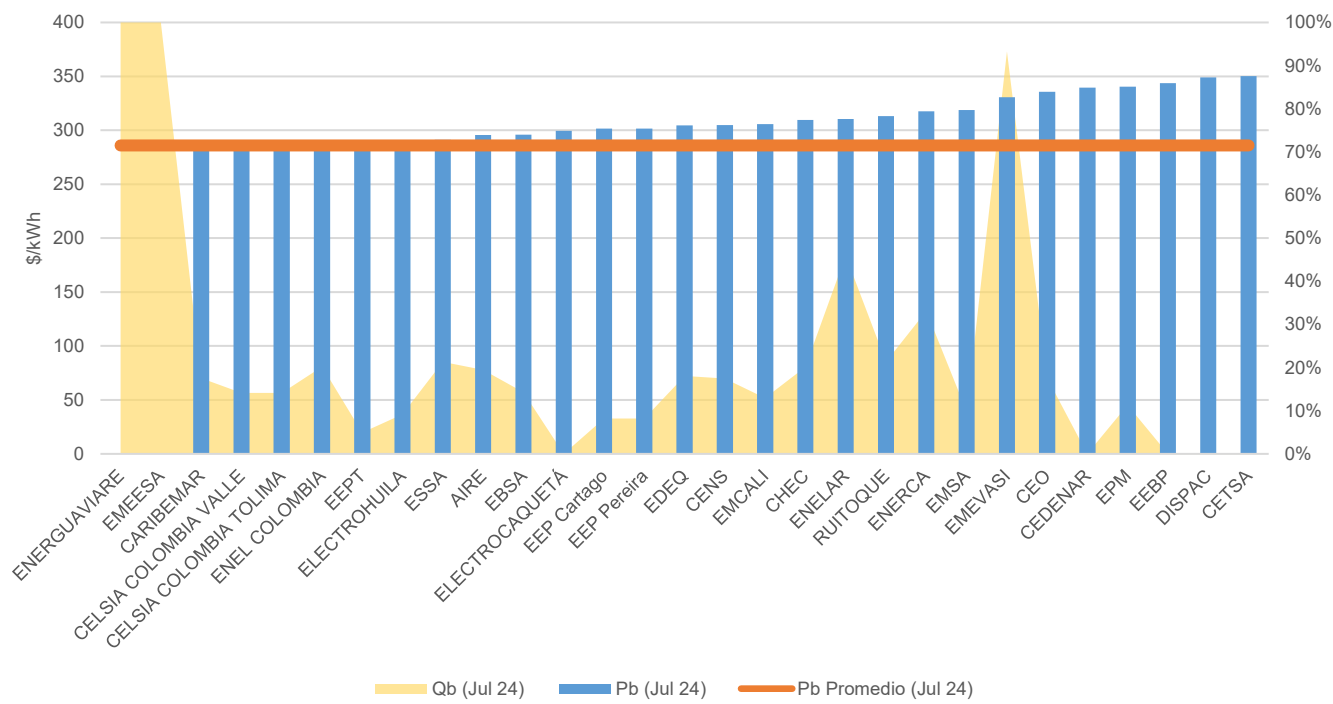
$$G_{bolsa} = (1 - Q_{c_{m-1,i}} - Q_{agd_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}}$$

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

¹ La variable Qagd 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 SUI, la variable Qagd alcanza valores muy por debajo del 1%.

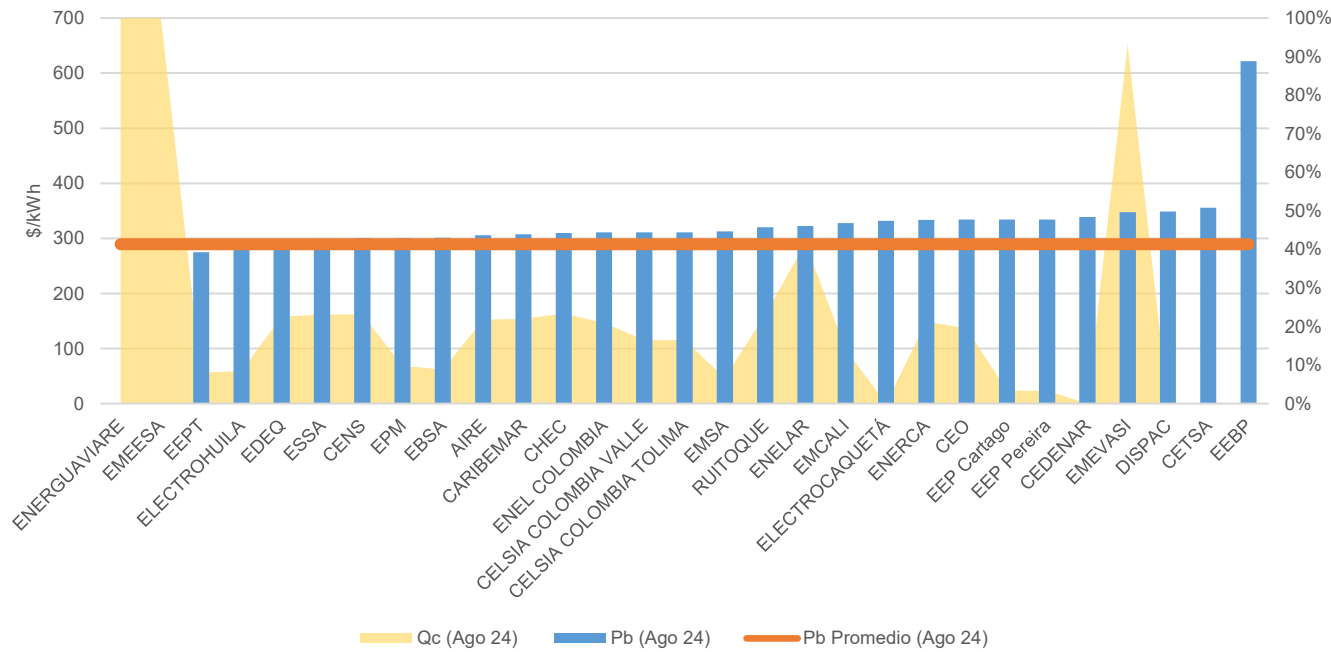
en el precio de bolsa y su nivel de exposición, impacta fuertemente el precio final de generación al usuario.

Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb julio 2024



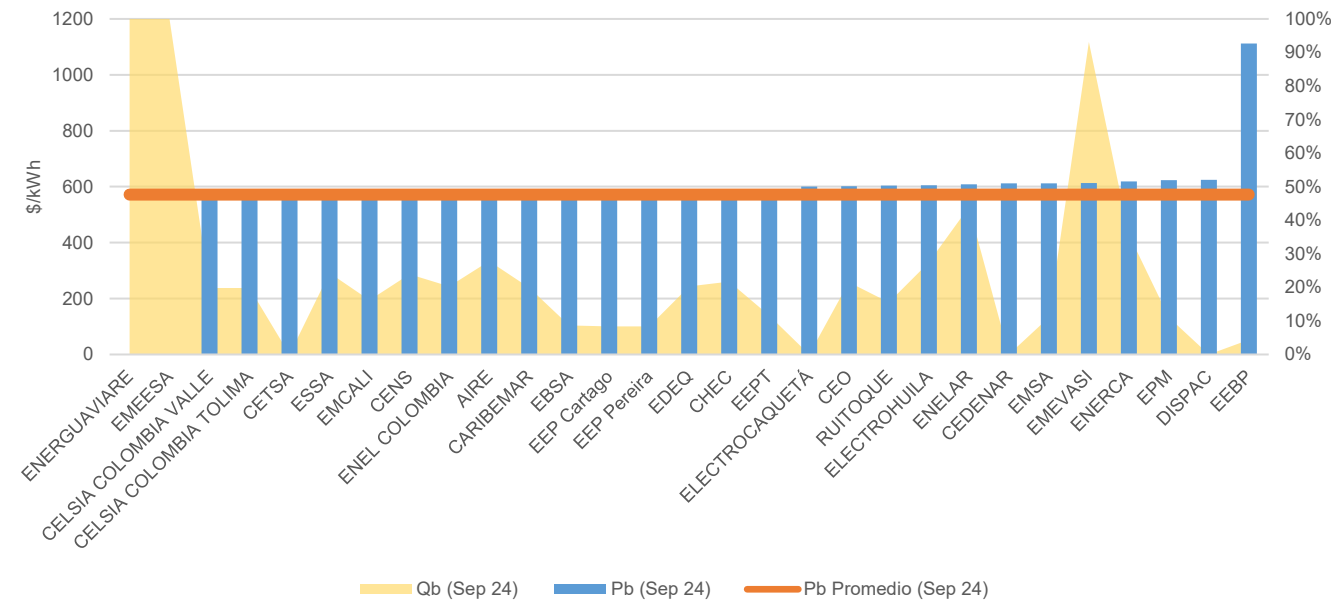
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb agosto 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb junio 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

Los demás casos donde se liquida un P_b , pero el Q_b 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) 3T

COMERCIALIZADOR	Jul-24	Ago-24	Sep-24
AIR-E	0,70	0,67	0,77
CARIBEMAR	0,81	0,54	0,92
CELSIA COLOMBIA	2,38	2,34	1,73
CHEC	2,57	3,18	4,37

COMERCIALIZADOR	Jul-24	Ago-24	Sep-24
CETSA	1,71	1,58	0,30
ESSA	1,61	1,64	2,03
ELECTROHUILA	3,28	3,20	3,91
EMSA	0,65	0,62	1,38
ENELAR	0,27	0,32	0,35
EBSA	1,46	1,40	1,56
ENERCA	0,86	0,76	0,82
EEP	3,93	4,26	3,50
DISPAC	0,23	0,27	0,27
EPM	1,19	1,19	1,50
ENEL COLOMBIA	0,53	0,54	1,06
RUITOQUE	6,37	5,26	6,95
CENS	1,61	0,92	2,10
VATIA	1,19	1,20	1,14
ENERTOTAL	2,80	2,55	2,72
ENEL X COLOMBIA	0,24	0,25	0,31
BIA ENERGY	0,02	0,02	-
EDEQ	1,50	1,70	2,08
EMCALI	1,15	0,56	0,68
CEO	0,22	0,26	0,39

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

4. Componente de Transmisión (T)

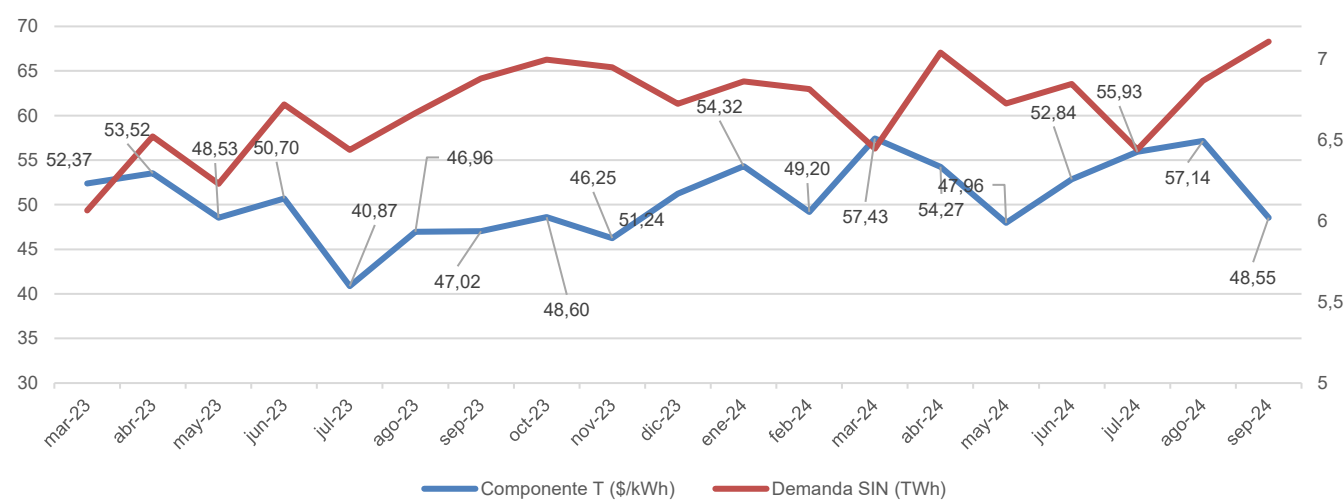
El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de

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, 3T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en los análisis de los trimestres anteriores, que se mantienen en el presente documento, se observó que una menor demanda de energía eléctrica resulta en un mayor valor del componente de Transmisión. Esto se debe al supuesto de que los ingresos del

transmisor se mantienen constantes, en periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN.

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 del mes de febrero al mes de 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 del mes de mayo al mes de 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 del mes de junio al mes de 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 del mes de septiembre al mes de octubre de 2023 aumentó en un 1,68%.

En lo relacionado al 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.

Para el segundo trimestre de 2024 el valor del componente de Transmisión finaliza con un valor de 52,84 \$/kWh, disminuyendo 4,59 \$/kWh equivalente a -8 %, y la demanda energética del mes de enero a junio de 2024 disminuye 2,77%.

Finalmente, para el tercer trimestre de 2024 el valor del componente de Transmisión finaliza con un valor de 48,55 \$/kWh, disminuyendo 4,29 \$/kWh equivalente a -8,11 %, y la demanda energética del mes de junio a septiembre de 2024 aumentó 3,83%.

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

Julio de 2024

- Modificación de la demanda STR01.
- Modificación de la demanda STR02.
- Modificación del Servicio LAC por Resolución CREG 501 053 de 2024.
- Modificación de las compensaciones CIM para el agente CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. por ajuste en la variable HC de los subsistemas Sbs0303 - Sbs MAMONAL - TERNERA 1 66 kV y Sbs0664 – Sbs TERNERA 1 150 MVA 220/66/13,8 KV.
- Modificación de las compensaciones CIM para el AIR- E S.A.S. E.S.P. ajuste en la variable HC de los subsistemas Sbs0241 – Sbs FUNDACION - TFUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV.
- Modificación de las compensaciones CIM para ENEL COLOMBIA SA ESP por ajuste en la cantidad del activo de línea Lin1549 - AVENIDA PRIMERA - CONCORDIA 1 115 kV.
- Modificación de las compensaciones CNE para CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. por ajuste en la variable HI de los activos afectados por el activo causante BL2 PROELECTRICA A CARTAGENA 66 kV.
- Modificación de la demanda STR Norte y STR Centro Sur.
- Modificación de la distribución del servicio LAC.
- Modificaciones de variables anuales CSS e INVR para Año 5 por parte de ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. en el mercado de comercialización de HUIM.

Agosto de 2024

- Modificación de la demanda STR01 y STR02.
- Modificación del Servicio LAC por Resolución CREG 501 053 de 2024

- Modificación de las compensaciones CIM para el agente AIR- E S.A.S. E.S.P. por ajuste en la variable HC de los subsistemas Sbs0241 - Sbs FUNDACION - TFUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV.
- Modificación de las compensaciones CNE para los agentes CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P., por reportes extemporáneos de energía no suministrada de los eventos 2023-2936 y 2023-2943 respectivamente.
- Modificación de las compensaciones CIM para el agente AIR- E S.A.S. E.S.P. por ajuste en la variable HC de los subsistemas Sbs0243 - Sbs GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV.
- Modificación de las compensaciones CNE para el agente ENEL COLOMBIA SA ESP por ajuste en el activo causante de línea Lin0522 - MAMBITA - SANTA MARIA 1 115 kV.
- Modificación de las compensaciones CNE para los agentes EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. por reporte extemporáneo de energía no suministrada del evento 2024-0460.

Septiembre de 2024

- Modificación de las compensaciones CIM para el agente CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. por ajuste en la variable HC de los subsistemas Sbs0150 - CHINU - COVEÑAS 1 110 Kv y Sbs0399 - TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV.
- Modificación de la demanda STR01 y STR02.
- Modificación de las compensaciones CIM para el agente AIR- E S.A.S. E.S.P. por ajuste en la variable HC de los subsistemas Sbs 0241 - Sbs FUNDACION - TFUNDACION - RIO CÓRDOBA 1 110 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, este presentó su mayor valor en el mes de septiembre de 2024 con \$ 367.301 millones y su menor valor se presentó en el mes de agosto con un valor de \$ 360.216 millones, con un valor promedio para todo el

trimestre de \$ 363.073. Siendo superior al valor presentado en el segundo trimestre de 2024 cuyo promedio fue de \$ 352.367 millones de pesos.

Por ejemplo, para el tercer 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 \$ 4999 millones, lo que se traduce a una disminución del 10,19% 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 tercer trimestre de 2024.

Julio de 2024

Tabla 10. Proyectos con retraso Julio 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 372.104.454

Fuente: XM

Agosto de 2024

Tabla 11. Proyectos con retraso agosto 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 10-2019	\$ 951.202.990
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 365.925.234
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 09-2016	\$ 2.940.660.621

Fuente: XM

Septiembre de 2024

Tabla 12. Proyectos con retraso septiembre 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 369.778.633

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, para el mes de julio disminuyó en 403 millones de kWh con respecto al mes de junio y para el mes de agosto aumentó hasta llegar a 6864 millones de kWh, seguido de un nuevo aumento para el mes de septiembre de 2024 llegando a 7106 millones de kWh. Es decir, un aumento del 3,83% con respecto al mes de junio de 2024.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para este trimestre:

Tabla 13. Cálculo del componente de Transmisión 3T

		Jul-24	Ago-24	Sep-24
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	362.351.681.766	364.929.019.132	368.583.935.449
B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	223.047.079	226.500.496	226.359.767
C	Otros Conceptos (\$)	372.104.454	4.257.788.845	369.778.633
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	361.756.530.233	360.444.729.791	367.987.797.049
E	Ingreso a Compensar (\$)	55.068.978	227.868.984	686.141.401

		Jul-24	Ago-24	Sep-24
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	361.701.461.255	360.216.860.807	367.301.655.648
G	Energía del SIN (kWh)	6.441.074.908	6.864.313.231	7.106.236.836
H	ΔT (\$/kWh)	-0,223	4,665	-3,136
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	55,93	57,14	48,55

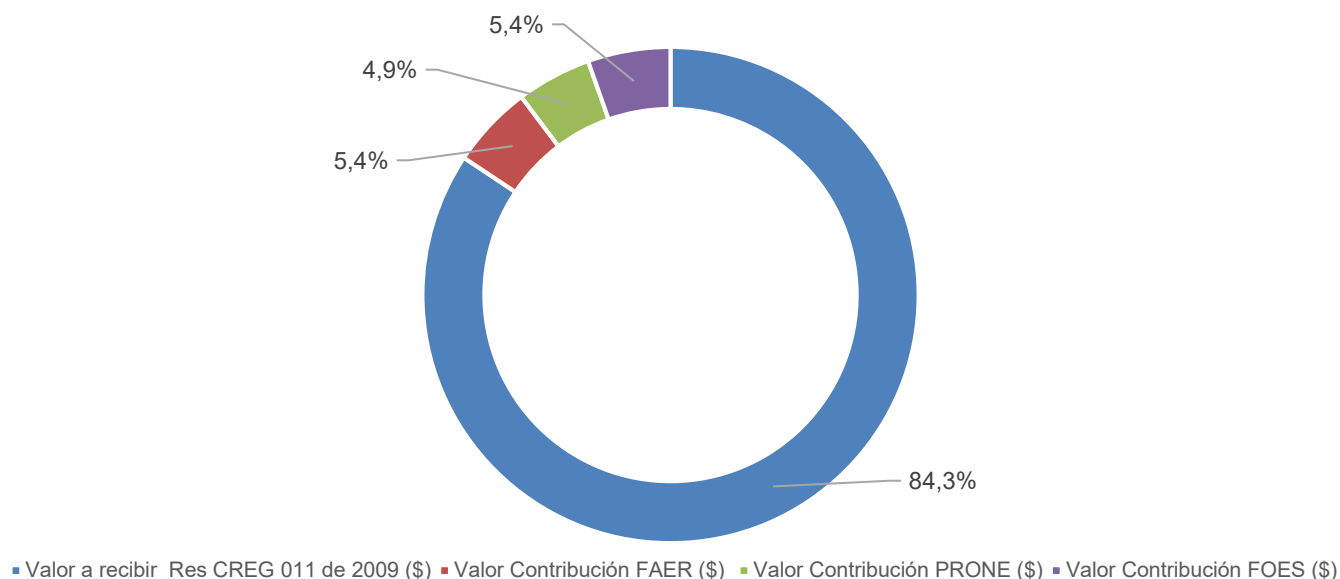
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para este trimestre se resalta que, en el mes de abril de 2024, el valor del componente de transmisión aumentó en 3,09 \$/kWh con relación al mes de junio de 2024. Pasando de 52,84 \$/kWh a 55,93 \$/kWh.

Asimismo, para el mes abril de 2024, los transmisores aumentaron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 6520 millones de pesos pasando de 355.831 millones a 362.351 millones.

En promedio para el tercer 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)² 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*

² 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.

principio de neutralidad establecido en la ley», y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo con su ADD, creando además un grupo denominado ‘sin ADD’, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución³.

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.

³ 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.

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).

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 3T

ADD		Componente Distribución (\$/kWh) JULIO	Componente Distribución (\$/kWh) AGOSTO	Componente Distribución (\$/kWh) SEPTIEMBRE
CENTRO		295,065	294,549	282,056
OCCIDENTE		264,363	261,354	247,838
ORIENTE		266,316	265,546	266,901
SUR		254,787	251,190	239,783
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P.	185,592	183,268	180,919
	ENERGUAVIARE SA ESP	191,433	188,198	185,236
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	220,080	206,871	206,563
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	161,623	148,283	154,913

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

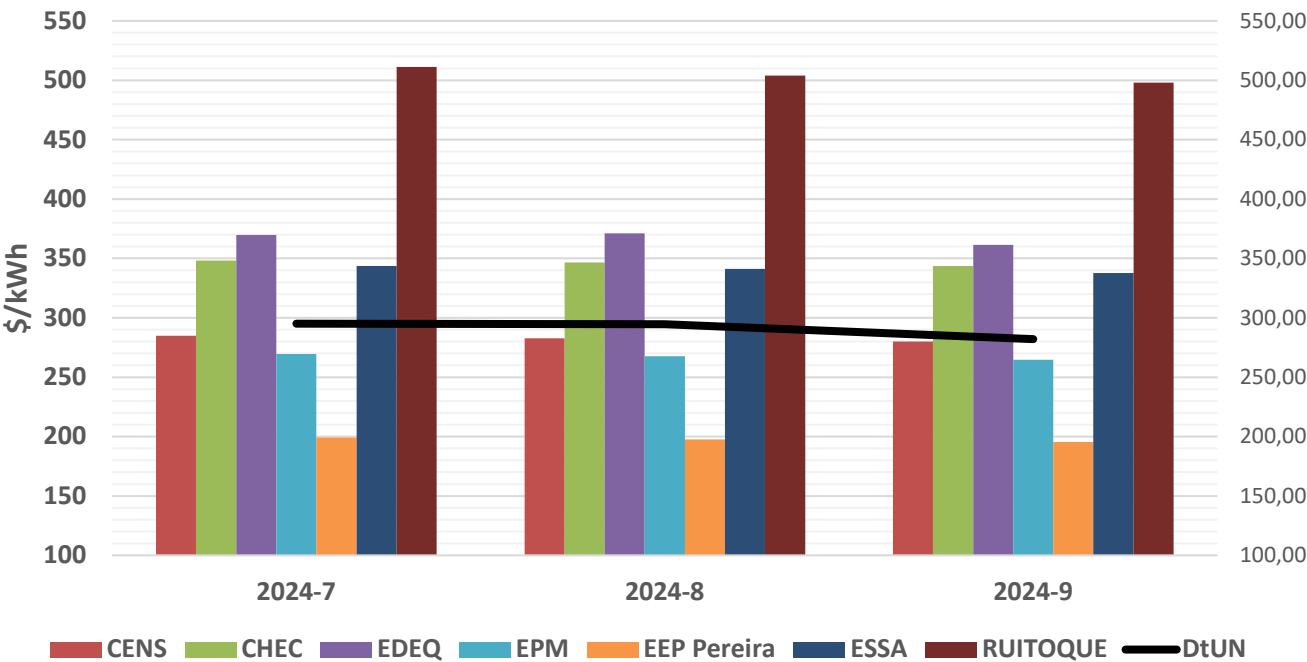
De acuerdo con la Tabla 14, para el tercer trimestre de 2024, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de julio de 2024 con 295,065 \$/kWh. Los valores de Distribución son calculados y publicados por el LAC de acuerdo con la metodología de

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 AIR-E igual a 148,28 \$/kWh en el mes de agosto de 2024.

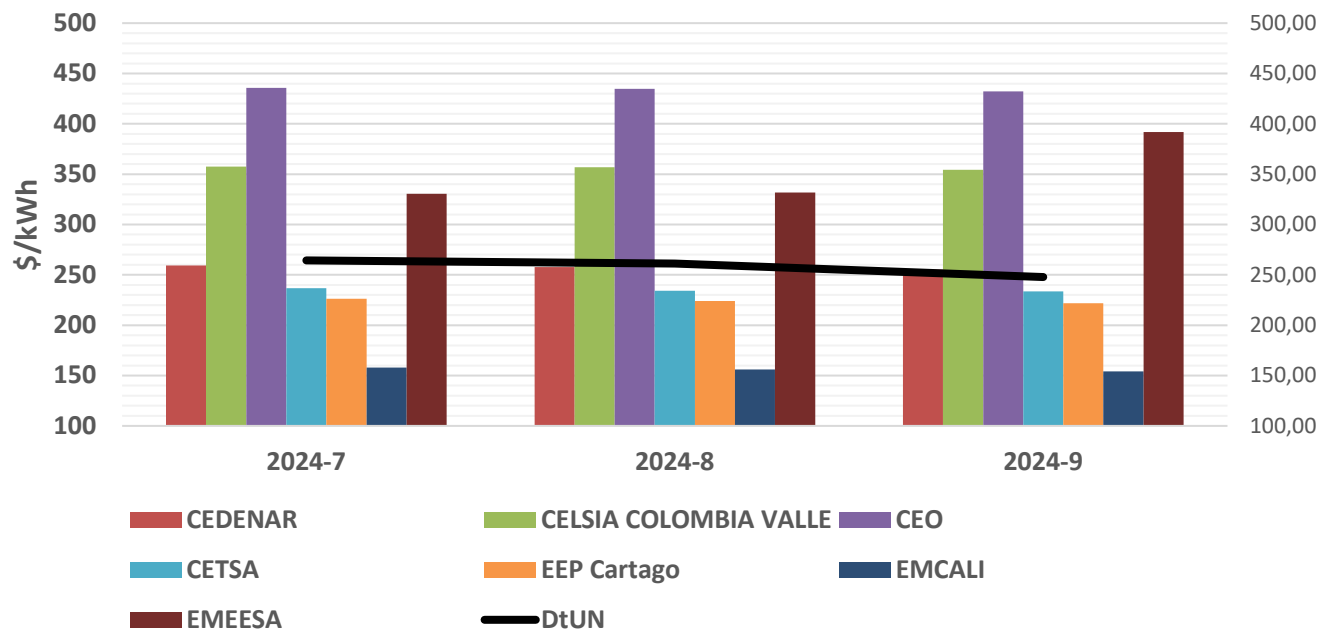
Con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor contra el cargo de 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



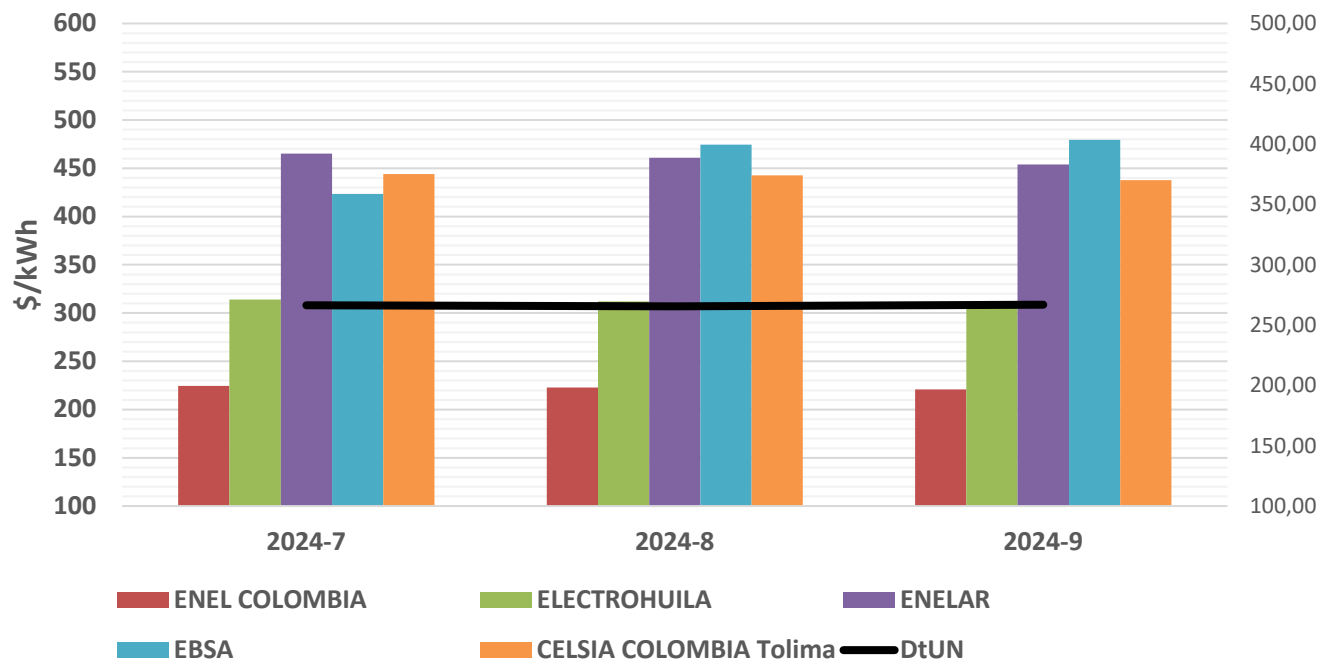
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



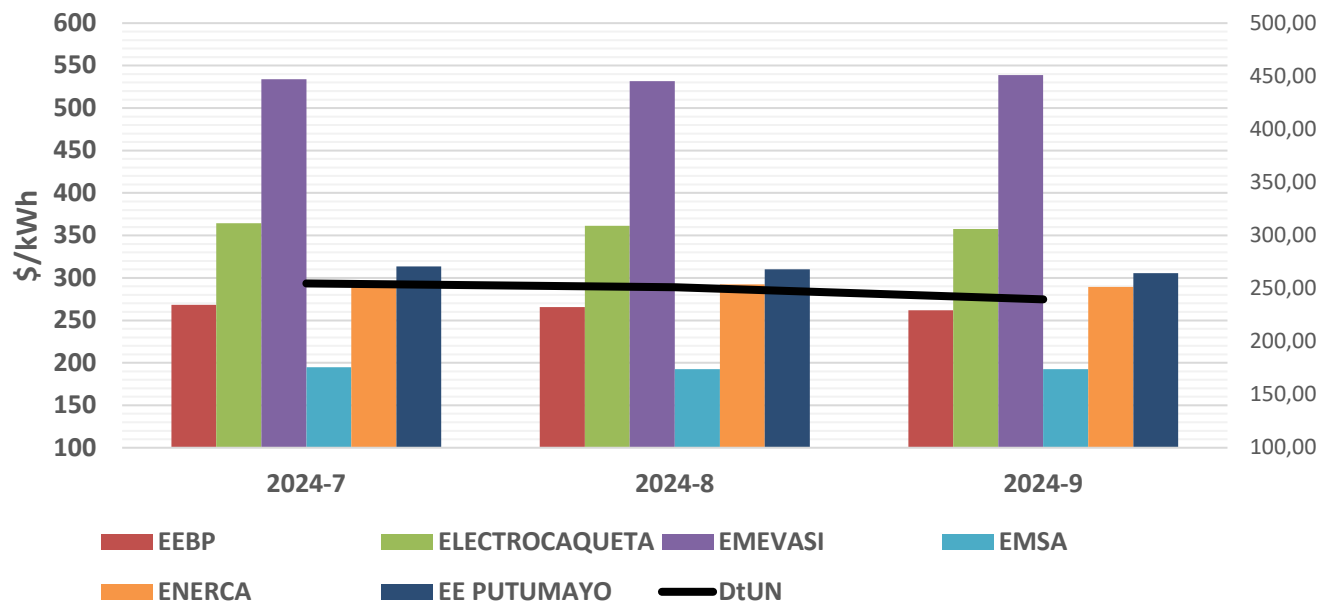
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 3T 2024

ID MERCADO	Operador de Red	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
157	DISPAC	CHOCÓ	5,50	5,51	5,46
158	EBSA	BOYACÁ	7,91	7,93	7,87
159	ENELAR	ARAUCA	-25,83	-25,88	-25,67
160	ESSA	SANTANDER	10,07	10,09	10,01
161	CENS	NORTE DE SANTANDER	9,11	9,12	9,05
162	CHEC	CALDAS	-0,47	-0,47	-0,47
163	EEP (PEREIRA)	PEREIRA	-0,85	-0,85	-0,84
164	EDEQ	QUINDÍO	13,00	13,02	12,92

ID MERCADO	Operador de Red	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
165	EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	-0,01	-0,01	-0,01
166	CETSA	TULUÁ	-0,18	-0,18	-0,18
168	EEP (CARTAGO)	CARTAGO	5,97	5,98	5,93
169	CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	TOLIMA	11,31	11,33	11,24
170	ELECTROHUILA	HUILA	2,64	2,65	2,63
171	ELECTROCAQUETA	CAQUETÁ	-8,81	-8,83	-8,76
172	CEO	CAUCA	10,64	10,66	10,58
173	CEDENAR	NARIÑO	-2,68	-2,69	-2,66
175	EMSA	META	-2,51	-2,51	-2,49
176	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	4,55	4,56	4,52
301	EMEESA	POPAYÁN-PURACÉ	-7,73	-7,74	-7,68
303	RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
443	CARIBEMAR	CARIBE MAR	6,38	6,39	6,34
444	AIR-E	CARIBE SOL	8,14	8,16	8,09
461	EEPSAESP	PUTUMAYO	-3,98	-3,99	-3,96
561	CELSIA (VALLE DEL CAUCA)	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	-1,12	-1,12	-1,11
601	E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	-17,04	-17,08	-16,94
681	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-1,56	-1,56	-1,55
703	ENERCA	CASANARE	-16,17	-16,21	-16,07
704	EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	1,83	1,83	1,82

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 ($IngPC_{OR_j}$) 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 tercer trimestre de 2024 (julio, agosto y septiembre).

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 julio de 2024, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de mayo de 2024.

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

$$IngPC_{OR_j} = \frac{\overline{IngOR_j_{TI(NT_1)}}}{\overline{No._de_usuariosOR_j_{TI(NT_1)}}}$$

Donde:

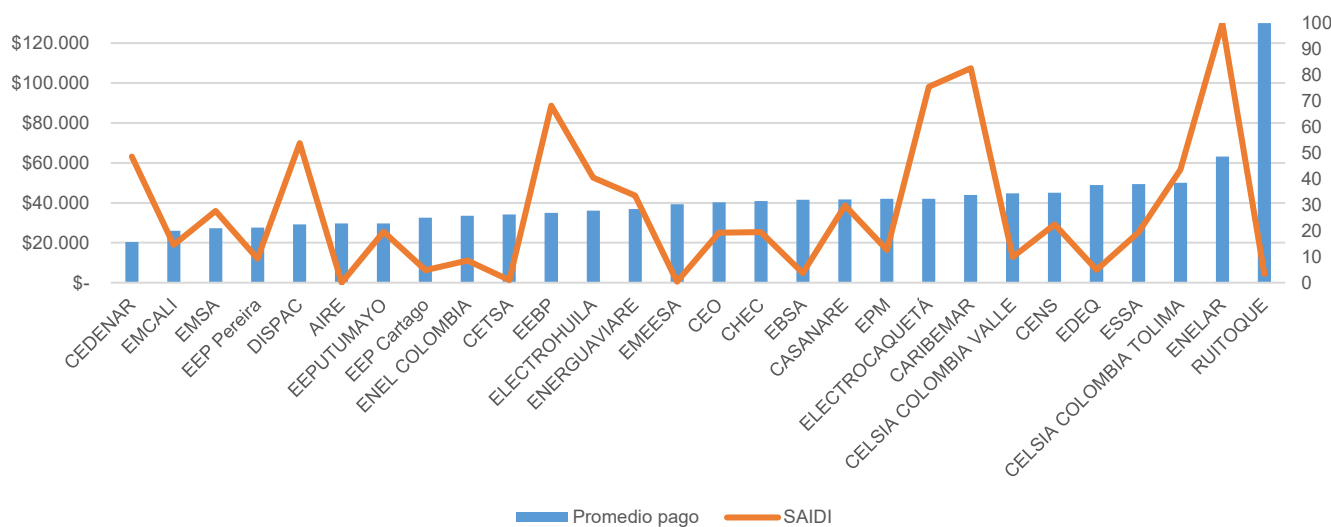
- $\overline{IngOR_j_{TI(NT_1)}}$: Ingresos promedio del OR, para el tercer trimestre del año 2024 en nivel de tensión 1.

- $No.de_usuarios_OR_j_TI(NT_1)$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del tercer 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.

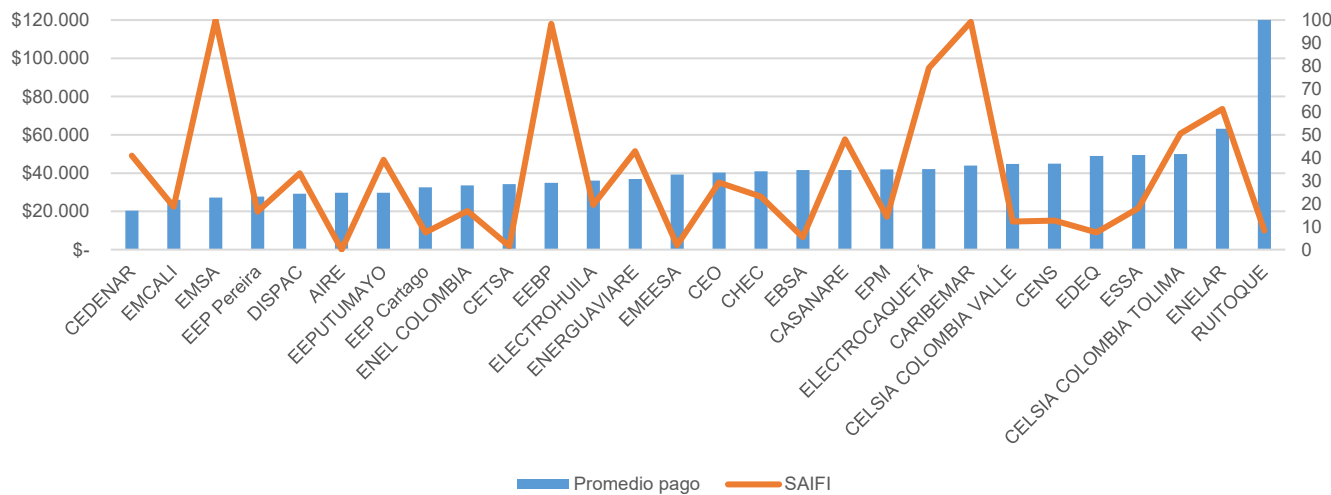
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18.

Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 3T 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 3T 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 (\$ 163,862) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 3,10 y 8,39 y que equivalen a 2,27 horas y 3,10 veces respectivamente, y a la empresa CEDENAR con el ingreso por usuario más bajo (\$ 20.392) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 48,57 y 40,90 y que equivalen a 33,13 horas y 15,11 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 ENELAR con un valor de 68,21 horas y 22,62 veces con un ingreso por usuario de \$63.154.

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 3T 2024

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
ENELAR	68,21	22,62	63.154

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
CARIBEMAR	56,38	36,63	43.886
ELECTROCAQUETA	51,52	29,25	42.054
EEBP	46,56	36,36	34.931
DISPAC	36,64	12,31	29.277

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 \$42.687.

Es importante aclarar que, aunque en el presente boletín la empresa AIR-E no figura entre las compañías con los indicadores SAIDI y SAIFI más altos, esto no significa que no tenga valores elevados en dichos indicadores. Su ausencia en el listado se debe a que, para la fecha de corte del boletín, la empresa aún no había realizado el reporte correspondiente, por lo que solo se dispone de información de los meses de julio y agosto. A partir de septiembre, AIR-E dejó de reportar datos al SUI. Para esos dos meses, sus valores promedio fueron de 43,06 horas para SAIDI y 19,96 veces para SAIFI.

Sistema de Transmisión Regional STR

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

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

En la Tabla 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

			jul-24	ago-24	sep-24	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	78.737.951.180	79.534.617.426	80.085.405.649	
	B	Compensación total - CAL (COP)	142.858.237	948.458.707	1.069.016.651	
	C	Compensación total - PPA (COP)	0	0	0	
	C	Compensación total - VTG (COP)	0	0	0	
	A - B - C = D		TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	78.595.092.943	78.586.158.718	79.016.388.998
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)		1.680.070.044	1.820.147.746	1.799.874.295
	F	ΔSTR (\$/kWh)		0,707613242	-0,045933985	0,012921735
	(D/E) + F		Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	47,49	43,13	43,91

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el tercer trimestre de 2024, en el STR Norte se evidencia un aumento en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 0,69 \$/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 julio de 2024 un aumento de 563.231 millones, un nuevo aumento de 796 millones para el mes de agosto y un aumento de 550 millones en el mes de septiembre.

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

			jul-24	ago-24	sep-24	Promedio T
STR CENTRO	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	156.040.930.668	156.230.957.048	154.950.089.748	155.740.659.155
	B	Compensación total - CAL (COP)	634.127.369	559.884.824	753.845.354	649.285.849
	C	Compensación total - PPA (COP)	215.545.377	215.979.021	214.208.307	215.244.235
	C	Compensación total - VTG (COP)	0	0	0	0

			jul-24	ago-24	sep-24	Promedio T
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	155.191.257.922	155.455.093.203	153.982.036.088	154.876.129.071
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.251.157.737	4.481.126.238	4.530.828.691	4.421.037.555
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,090373134	0,005081349	-0,06398927	0,0105
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	36,60	34,70	33,92	35,071

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 aumentó en un 1,80 \$/kWh para el mes de julio, seguido de una disminución de 1,90 \$/kWh para el mes de agosto, seguido de una nueva disminución de 0,77 \$/kWh para el mes de septiembre.

Asimismo, se evidencia que el para el tercer trimestre fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de EMSA por valor de 646.732 millones de pesos, tal como se muestra en la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21

Julio 2024

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA julio 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.	215.545.377,00

Fuente: Reportes XM

Agosto 2024

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA agosto 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.	215.979.021,45

Fuente: Reportes XM

Septiembre 2024

Tabla 21. Proyectos compensados por PPA septiembre 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.	214.208.306,66

Fuente: Reportes XM

6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, para analizar el 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 última 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 \$ 4094,04 \$/USD.

Grupo 1

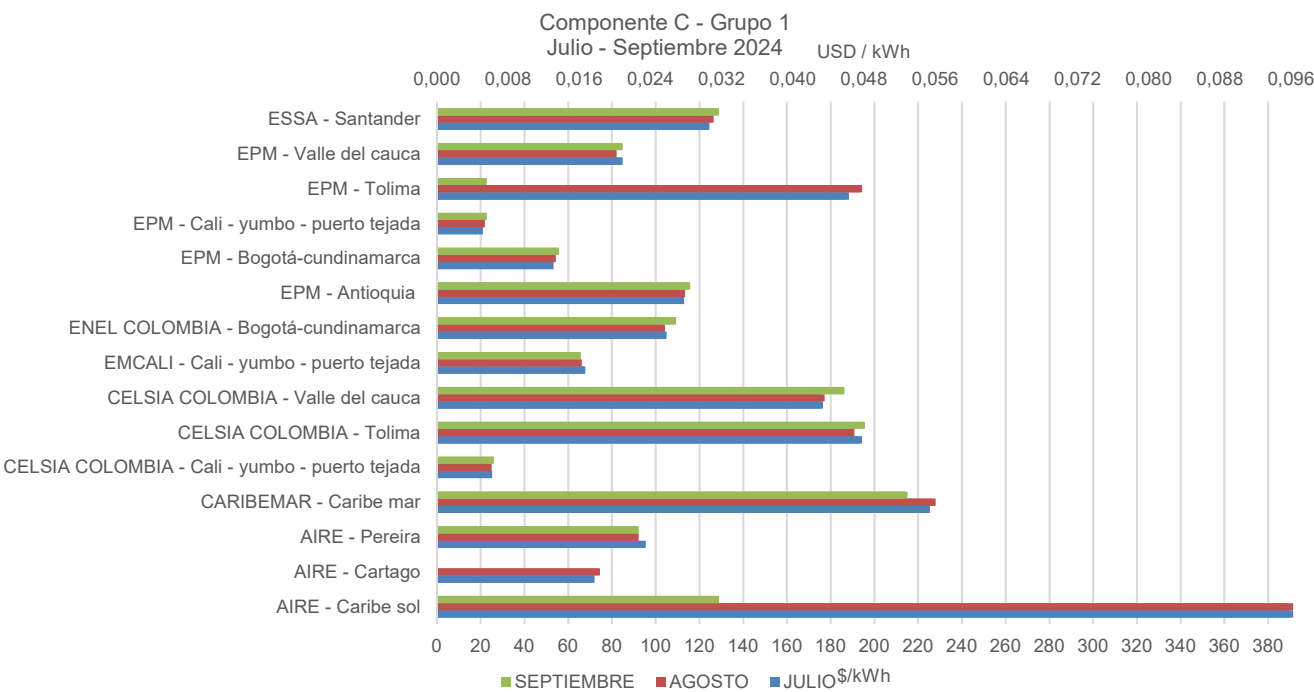
En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 15,97% respecto al segundo trimestre de 2024 pasando de 148,76 \$/kWh a 125,01 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para CELSIA COLOMBIA para el mercado Cali – Yumbo – Puerto Tejada, con un valor igual a 21,01 \$/kWh, en el mes de julio. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIR-E en el mercado Caribe Sol, con 392,33 \$/kWh, en el mes de julio. Ver Tabla 22

Tabla 22. Componente Comercialización 3T Grupo 1

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente C (\$/kWh)	AGOSTO Componente C (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente C (\$/kWh)
AIR-E - Caribe Sol	392,33	391,44	128,92
AIR-E - Cartago	72,11	74,48	-
AIR-E - Pereira	95,52	92,21	92,21
CARIBEMAR - Caribe Mar	225,36	227,97	215,16
CELSIA COLOMBIA - Cali - Yumbo - Puerto Tejada	25,20	24,96	25,92
CELSIA COLOMBIA - Tolima	194,41	190,77	195,71
CELSIA COLOMBIA - Valle del Cauca	176,48	177,25	186,28
EMCALI - Cali - Yumbo - Puerto Tejada	67,85	66,26	65,81
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	104,97	104,29	109,33
EPM - Antioquia	113,05	113,47	115,86
EPM - Bogotá-Cundinamarca	53,33	54,36	55,82
EPM - Cali - Yumbo - Puerto Tejada	21,01	21,93	22,79
EPM - Tolima	188,35	194,41	190,77
EPM - Valle del Cauca	84,94	82,12	84,99
ESSA - Santander	124,54	126,41	128,90

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 3T Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 2

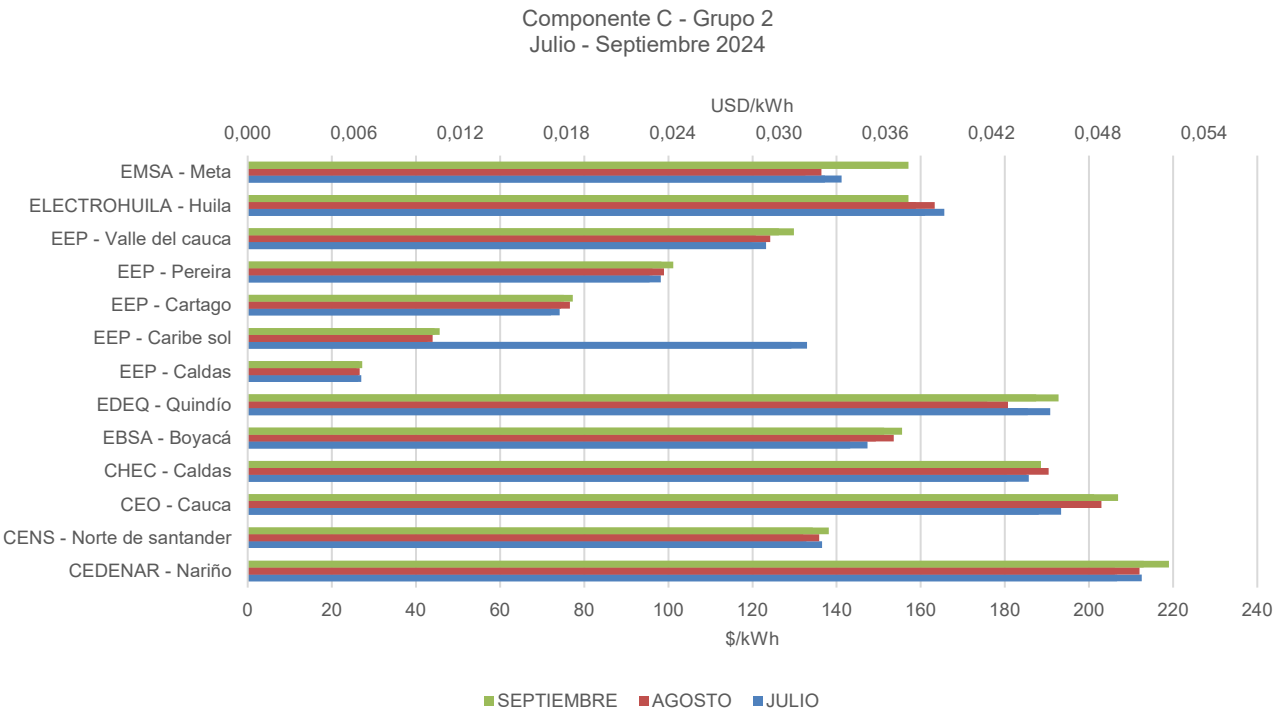
El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 145,25 \$/kWh para el tercer trimestre de 2024, estando por debajo del promedio del segundo trimestre de 2024 en 7,8%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por EEP para el mercado Caldas, en el mes de agosto con un valor igual a 25,88 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por Cedenar en el mes de septiembre, con un valor de 212,97 \$/kWh. Ver Tabla 23

Tabla 23. Componente Comercialización 3T Grupo 2

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente C (\$/kWh)	AGOSTO Componente C (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente C (\$/kWh)
CEDENAR - Nariño	206,67	206,12	212,97
CENS - Norte de Santander	132,79	132,07	134,34
CEO - Cauca	188,01	197,35	201,18

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente C (\$/kWh)	AGOSTO Componente C (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente C (\$/kWh)
CHEC - Caldas	180,54	185,16	183,37
EBSA - Boyacá	143,25	149,32	151,29
EDEQ - Quindío	185,48	175,77	187,43
EEP - Caldas	26,24	25,88	26,45
EEP - Caribe Sol	129,26	42,77	44,40
EEP - Cartago	72,11	74,48	75,18
EEP - Pereira	95,52	96,21	98,38
EEP - Valle del Cauca	119,84	120,80	126,27
ELECTROHUILA - Huila	161,00	158,83	152,76
EMSA - Meta	137,25	132,59	152,70

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE
Figura 20. Componente Comercialización 3T Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

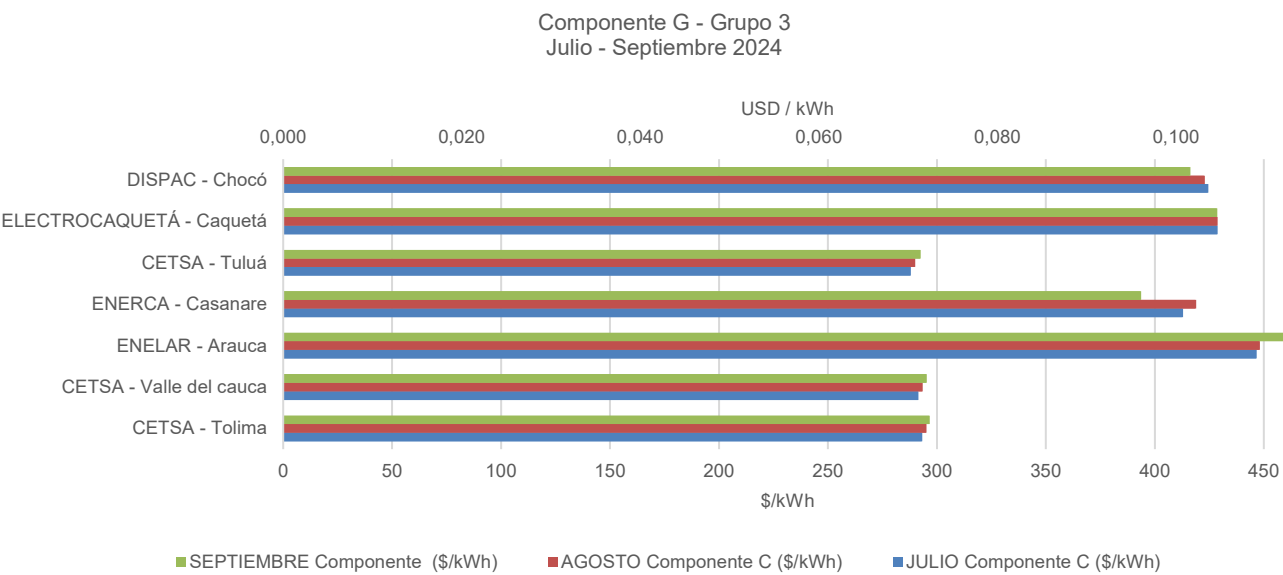
En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el tercer trimestre de 2024 de 123,02 \$/kWh, 2,3% por encima con respecto al trimestre anterior. Para el mes de julio de 2024 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Compañía de electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. en el mercado Tolima con un valor igual a 23,53 \$/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 septiembre de 2024 para ElectroCaquetá, con un valor de 185,31 \$/kWh. Ver Tabla 24.

Tabla 24. Componente Comercialización 3T Grupo 3

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente C (\$/kWh)	AGOSTO Componente C (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente C (\$/kWh)
CETSA - Tolima	23,53	23,56	24,31
CETSA - Tuluá	165,23	169,38	176,20
CETSA - Valle del Cauca	30,30	29,89	31,10
DISPAC - Chocó	178,70	183,22	148,68
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	175,81	182,97	185,31
ENELAR - Arauca	169,33	180,32	185,23
ENERCA - Casanare	102,98	105,28	113,44

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 3T 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., Enel X Colombia., ENERBIT, QI ENERGY y BIA ENERGY, tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

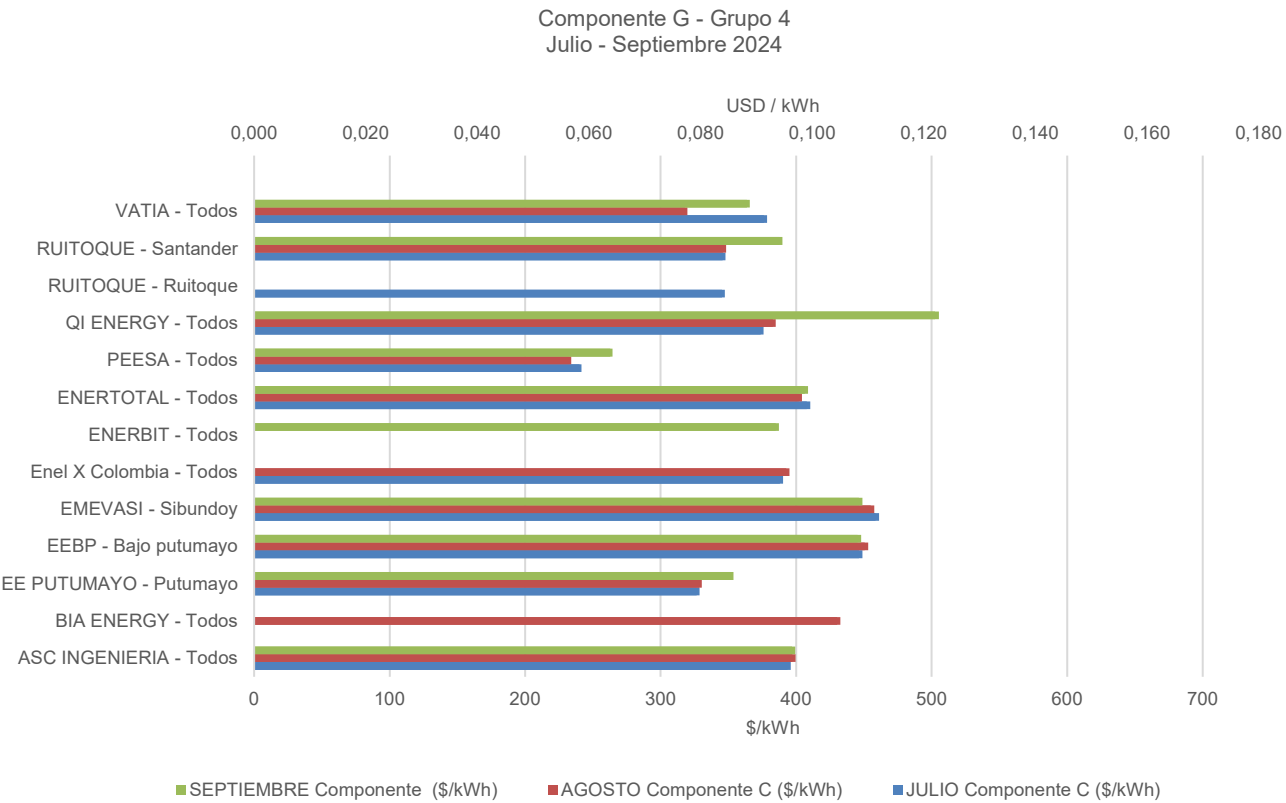
Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las Empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enel X Colombia., ENERBIT e ITALENER S.A. ESP, fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.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

Tabla 25. Componente Comercialización 3T Grupo 4

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente C (\$/kWh)	AGOSTO Componente C (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente C (\$/kWh)
ASC INGENIERIA - Todos	26,76	27,28	25,76
BIA ENERGY - Todos	87,44	87,73	-
EE PUTUMAYO - Putumayo	106,22	106,08	112,29

COMERCIALIZADOR – MERCADO	JULIO Componente C (\$/kWh)	AGOSTO Componente C (\$/kWh)	SEPTIEMBRE Componente C (\$/kWh)
EEBP - Bajo Putumayo	123,79	126,53	131,37
EMEVASI - Sibundoy	229,20	233,94	229,22
Enel X Colombia - Todos	27,81	28,57	-
ENERBIT - Todos	-	-	94,61
ENERTOTAL - Todos	37,46	38,35	37,72
PEESA - Todos	174,57	166,61	168,64
QI ENERGY - Todos	69,44	69,10	66,23
RUITOQUE - Ruitoque	115,62	114,41	111,80
RUITOQUE - Santander	44,85	38,13	38,15
VATIA - Todos	74,74	77,90	65,39

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE
Figura 22. Componente Comercialización 3T Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 94,52 \$/kWh para el tercer 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 25,76 \$/kWh en el mes de septiembre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de agosto para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A., con un valor igual a 233,94 \$/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 26. se muestra el listado de comercializadores de energía eléctrica que se acogieron a lo establecido en el parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual fue comunicada mediante la Circular CREG n.º 095 de 2023, y en la Tabla 27. se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

Tabla 26. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ⁴
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

⁴ C-OR: Comercializadores Integrados al OR
C: Comercializadores puros

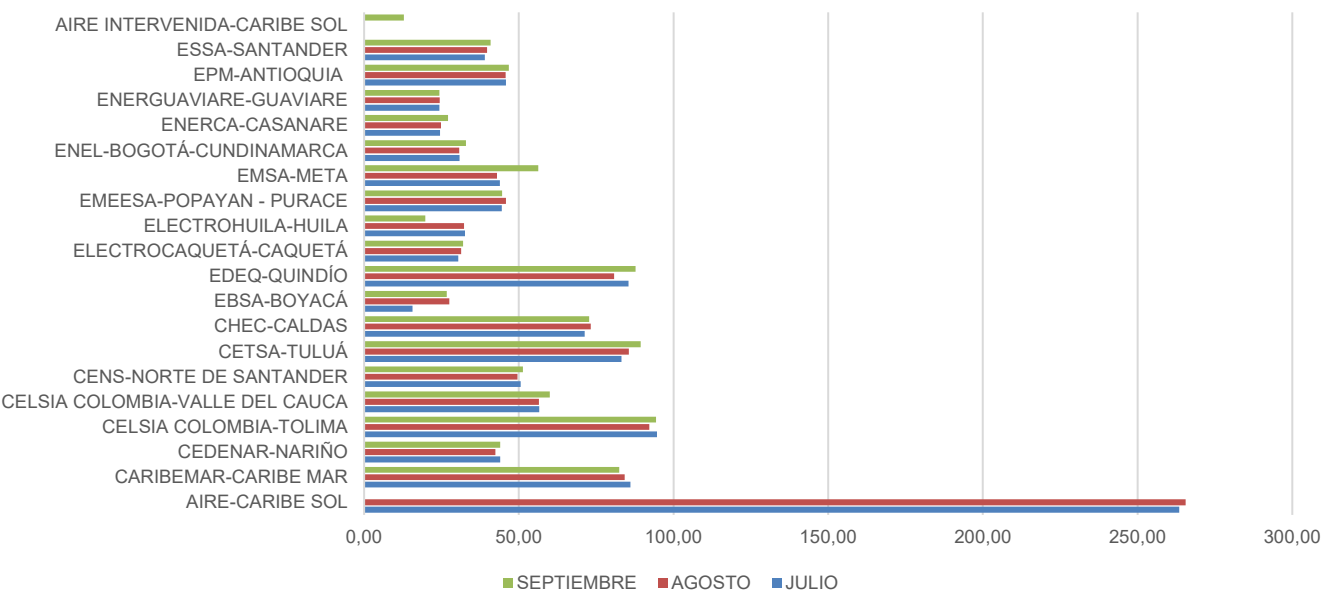
Tabla 27. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C)5
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 tercer 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 julio- septiembre 2024 (\$/kWh)



Fuente: Publicación web CAC

⁵ 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 corresponde aproximadamente a un 85% del componente de Pérdidas, mientras el 15% restante corresponde al valor de las pérdidas asociadas al componente de Transmisión.

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

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) 3T

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) JULIO	Componente PR (\$/kWh) AGOSTO	Componente PR (\$/kWh) SEPTIEMBRE
AIR-E	CARIBE SOL	104,49	98,52	110,35
CARIBEMAR	CARIBE MAR	182,32	154,10	162,33
CEDENAR	NARIÑO	59,72	60,24	58,79
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	81,13	83,49	92,87
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	56,99	58,70	65,57

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) JULIO	Componente PR (\$/kWh) AGOSTO	Componente PR (\$/kWh) SEPTIEMBRE
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	55,19	56,77	63,47
CENS	NORTE DE SANTANDER	86,22	79,07	78,62
CEO	CAUCA	88,38	89,44	87,27
CETSA	TULUÁ	53,18	53,98	53,39
CHEC	CALDAS	70,46	58,63	66,51
DISPAC	CHOCÓ	73,74	74,23	51,66
EBSA	BOYACÁ	67,08	69,02	72,19
EDEQ	QUINDÍO	59,20	57,56	62,06
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	69,47	70,42	73,46
EEBP	BAJO PUTUMAYO	61,32	62,44	61,15
EEP	CARTAGO	77,09	78,53	82,20
EEP	PEREIRA	55,87	57,00	59,64
ELECTROHUILA	HUILA	95,59	96,57	95,14
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	62,25	59,50	63,73
EMEVASI	SIBUNDOY	82,67	82,95	81,30
EMSA	META	56,82	57,40	61,53
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	67,13	63,42	65,27
ENELAR	ARAUCA	65,00	65,88	67,19
ENERCA	CASANARE	95,47	97,18	91,85
EPM	ANTIOQUIA	61,57	61,96	64,28
ESSA	SANTANDER	83,18	83,93	81,84
RUITOQUE	RUITOQUE	56,60	57,20	62,37
ELECTROCAQUE TÁ	CAQUETÁ	99,23	100,02	98,71
AIR-E	OTROS MERCADOS	68,07	68,79	56,14
CETSA	OTROS MERCADOS	68,85	69,86	68,91
EEP	OTROS MERCADOS	69,11	70,49	73,75
EPM	OTROS MERCADOS	64,53	66,98	65,34

Comercializador	MERCADO	Componente PR (\$/kWh) JULIO	Componente PR (\$/kWh) AGOSTO	Componente PR (\$/kWh) SEPTIEMBRE
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	74,25	74,94	81,22
ASC INGENIERIA	TODOS	64,65	65,82	64,07
BIA ENERGY	TODOS	95,80	93,09	92,04
Enel X Colombia	TODOS	83,59	85,11	83,84
ENERBIT	TODOS	-	-	86,22
ENERTOTAL	TODOS	88,46	88,14	87,90
PEESA	TODOS	58,53	57,76	59,04
QI ENERGY	TODOS	82,76	77,51	105,37
VATIA	TODOS	80,28	70,63	77,70

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

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 remuneran 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 de este.

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	AIR-E	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	A
027-2021	ELECTROCAQUETA	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

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
020-2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277	-	\$ 1.672.018.277	N/A
017-2021	EEPUTUMAYO	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 tercer trimestre de 2024:

Tabla 30. valores CPROG 3T 2024

Operador de Red	CPROG (\$/kWh) JULIO	CPROG (\$/kWh) AGOSTO	CPROG (\$/kWh) SEPTIEMBRE
AIR-E	17,28	17,42	17,32
CARIBEMAR	16,31	16,28	16,18
CEDENAR	3,19	3,22	3,22
CENS	3,49	3,53	3,52
CEO	7,98	8,01	8,00
CETSA	3,25	3,28	3,28
CHEC	6,90	6,95	6,94
DISPAC	9,98	10,05	9,98
E.E.B.P.	2,85	2,87	2,85
EBSA	1,16	1,18	1,17
EDEQ	5,16	5,21	5,18
EE.PP.M.	5,17	5,21	5,21
EEPSAESP	1,00	1,00	0,99
ELECTROCAQUETA	1,22	1,23	1,23
ELECTROHUILA	7,23	7,32	7,20
EMCALI EICE ESP	4,44	4,48	4,47
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	4,56	4,54	4,49

Operador de Red	CPROG (\$/kWh) JULIO	CPROG (\$/kWh) AGOSTO	CPROG (\$/kWh) SEPTIEMBRE
ENEL COLOMBIA	4,24	4,28	4,27
ENELAR	0,15	0,15	0,15
ENERCA	16,64	16,71	16,60
ENERGUAVIARE	5,21	5,15	5,04
ESSA	3,73	3,76	3,75
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	7,50	7,59	7,51
CELSIA COLOMBIA (VALLE DEL CAUCA)	4,09	4,14	4,12
EEP (PEREIRA) PEREIRA	7,16	7,23	7,20
EEP (CARTAGO) CARTAGO	3,68	3,71	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 tercer trimestre de 2024, corresponden al 101,78% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 1,78%.

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

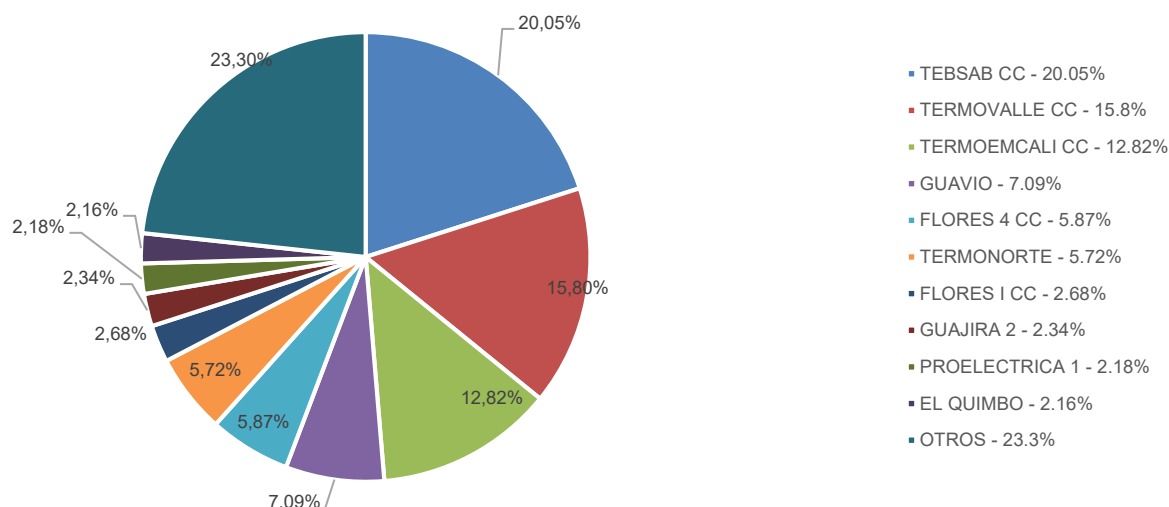
Figura 24. Fórmula restricciones

Reconciliación Positiva
más (+)
Servicio_AG
menos (-)
Reconciliación Negativa
menos (-)
Responsabilidad Comercial AG
igual a (=)
Restricciones Totales a cargo de la demanda

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 junio, julio y agosto de 2024.

Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 3T



*CC: Ciclo combinado

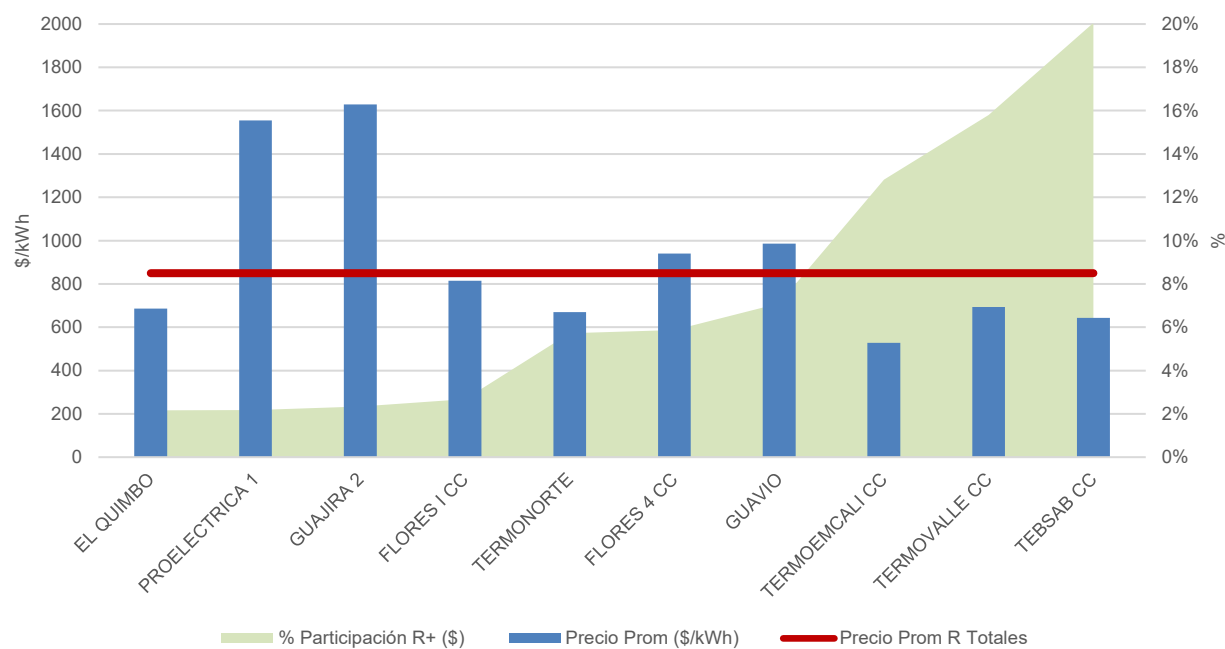
Fuente: Reportes XM

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2024, se presentó una variación en la participación de los agentes; para este trimestre el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 20,05% de las mismas fue TEBSAB CC.

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 junio, julio y agosto de 2024. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la Figura 26 puede observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 97% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.

Figura 26. Precios de Reconciliaciones



Fuente: Reportes XM

Para el tercer trimestre de 2024, dentro del ranking de los diez generadores con mayor reconciliación positiva, se encuentra que, el recurso con mayor participación corresponde a TEBSAB CC con 20,05% con un precio de 643,85 \$/kWh, el cual se encuentra por debajo del precio promedio de 849,577287 \$/kWh; mientras que, EL QUIMBO es el generador con participación más baja (2,16%) y con el precio promedio igual a 686,19 \$/kWh.

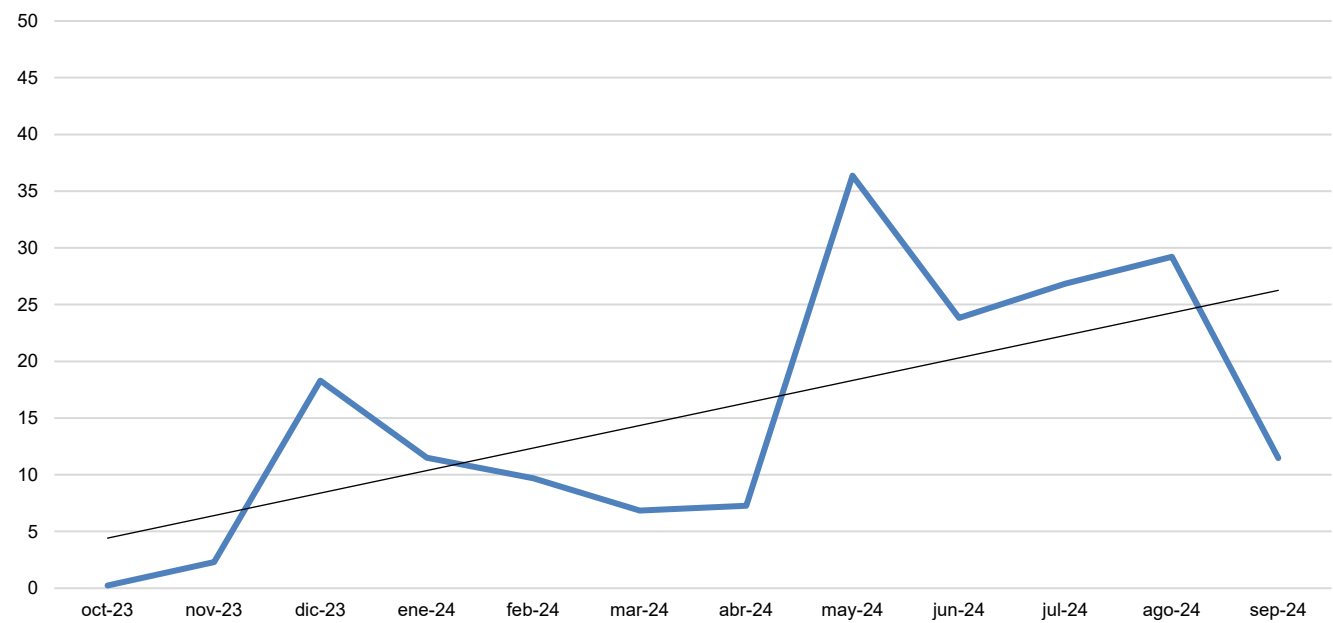
El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 849,577287 \$/kWh, presentando un aumento del 37,57% correspondiente a 232,0054 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 617,5718 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de octubre de 2023 a septiembre de 2024, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta variaciones significativas.

Para el tercer trimestre de 2024, se evidenció un aumento con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 0,02 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de junio, julio y agosto de 2024 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre de 2024.

Figura 27. Promedio componente R 3T 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 31. Promedio componente R 3T 2024

Mes	Promedio Componente R (\$/kWh)
oct-23	0,24
nov-23	2,29
dic-23	18,31
ene-24	11,51
feb-24	9,69
mar-24	6,85
abr-24	7,28
may-24	36,37
jun-24	23,84
jul-24	26,84
ago-24	29,22
sep-24	11,47

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 10,13% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 55.124 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, sin embargo, para este trimestre presentó un valor de \$ 0, y no tuvo participación del en el total de las restricciones asignadas.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de Congestión con una participación de 8,02% de los alivios a las restricciones asignadas, el cual representó un aumento significativo con respecto al trimestre anterior.

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 \$ 8743 millones de pesos, lo que representa una participación de 91,65% 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, y no aportó participación alguna en los alivios a las restricciones asignadas para el tercer trimestre de 2024.

En la Tabla 32. se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el tercer trimestre de 2024 y corresponde a los meses junio, julio y agosto de 2024.

Tabla 32. Detalles del cálculo Restricciones 3T

Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	488.800.583.941
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	327.464.914
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 (\$)	55.124.287.520
Total Restricciones asignadas	544.252.336.375
Rentas de congestión (\$)	764.812.490
Alivio por subastas de reconfiguración (\$)	0
Alivio por CIOEF (\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	31.542.116
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	8.743.783.951
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
ALIVIO Autogeneradores CREG 024/2015 en \$	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	9.540.138.557
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	534.712.197.818

Fuente: Reportes XM

Ahora bien, es importante señalar que la información presentada sobre las variables de cálculo de las restricciones aliviadas a trasladar a la demanda se encuentra actualmente en proceso de validación por parte de esta Superintendencia, debido a ciertas diferencias detectadas. Para ello, la DTGE ha solicitado a XM evidenciar las variables que pudieron haber sido activadas o desactivadas y que inciden directamente en dichas diferencias. Una vez se disponga de la información, se confirmarán o corregirán los valores correspondientes.

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.

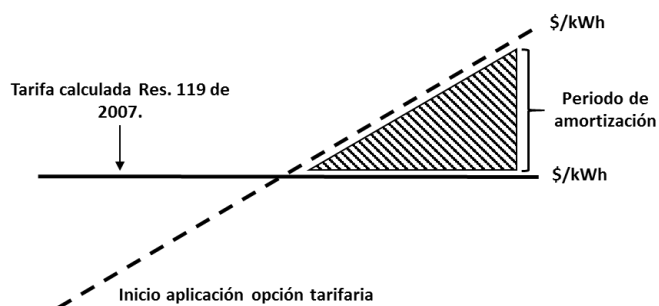
La Opción Tarifaria es una metodología que permite voluntariamente al comercializador modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) calculado bajo la metodología general definida a través de la Resolución CREG 119 de 2007 (de ahora en adelante CU_119) cuando éste presente incrementos súbitos 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_012⁶). 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:

⁶ 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.

Figura 28. Opción Tarifaria



Fuente: Elaboración DTGE

Explicado en qué 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 06/02/2020 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 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 33, 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 septiembre de 2024 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

Tabla 33. Saldos acumulados 2T 2024 vs 3T 2024. Todos los NT

COMERCIALIZADOR	SA (\$) JUNIO 2024	SA (\$) SEPTIEMBRE 2024	% VARIACIÓN
DISPAC	2.491.994.584	2.392.382.618	-4,00% ↓
EMEVASI	4.505.594.368	5.197.650.924	15,36% ↑
ENELAR	23.524.387.215	27.053.008.636	15,00% ↑
RUITOQUE	23.541.241	21.959.517	-6,72% ↓

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.

Se reitera que, la información de la empresa SOL & CIELO ha sido excluida para el presente boletín tarifario, debido a que se encuentra en proceso de revisión, lo que podría ocasionar variaciones en la 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 tercer 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 particular⁷.

⁷ 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) 3T 2024

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	837,46
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	838,58
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	848,52
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	857,09
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	886,70
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	906,54
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	975,23
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	795,32
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	982,68
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	747,95
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	826,45
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	762,42
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	808,85
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	825,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	828,50
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	831,51
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	835,04
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	852,59
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	886,35
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	938,74
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	813,88
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	824,83
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	826,45
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	856,27
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	877,56
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	896,34
CALDAS	EEP	CENTRO	771,42
CALDAS	PEESA	CENTRO	834,64
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	843,71
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	866,30
CALDAS	VATIA	CENTRO	890,04
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	923,12
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	966,04
CALDAS	CHEC	CENTRO	966,80
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	722,17
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	731,25
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	772,38
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	797,71
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	798,85
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	816,86
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	848,70
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	867,74
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	879,32
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	889,51
CAQUETÁ	PEESA	SUR	803,20
CAQUETÁ	VATIA	SUR	826,71
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	1038,18
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	821,45
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	828,42
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	881,44
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	900,54
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	922,25
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	1004,05
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	1031,86
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1041,59
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	714,22
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	721,85
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	754,42
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	766,77
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	848,96
CARIBE SOL	SOL & CIELO	SIN ADD	905,60
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	993,28
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1008,80
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1016,83
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	1076,07

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	805,71
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	807,26
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	813,86
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	848,38
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	901,85
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	959,83
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	801,86
CASANARE	PEESA	SUR	808,81
CASANARE	VATIA	SUR	824,15
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	840,29
CASANARE	ENERCA	SUR	941,57
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	800,34
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	811,99
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	828,64
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	878,06
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	915,65
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1024,95
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	941,29
HUILA	PEESA	ORIENTE	822,14
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	849,35
HUILA	VATIA	ORIENTE	850,54
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	858,86
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	868,14
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	935,26
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	1015,47
META	PEESA	SUR	789,61
META	Enel X Colombia	SUR	812,19
META	ENERTOTAL	SUR	815,62
META	VATIA	SUR	816,74
META	EMSA	SUR	842,32
META	BIA ENERGY	SUR	912,13
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	791,08
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	801,75
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	836,12
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	842,97
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	864,62
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	906,10
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	910,99
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	841,76
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	877,30
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	884,68
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	962,92
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	965,69
PEREIRA	VATIA	CENTRO	813,60
PEREIRA	PEESA	CENTRO	832,45
PEREIRA	AIRE	CENTRO	835,37
PEREIRA	EEP	CENTRO	839,20
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	847,12
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	855,76
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	887,50
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	926,05
PUTUMAYO	VATIA	SUR	769,08
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	841,28
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	833,84
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	852,29
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	879,56
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	901,45
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	902,76
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	925,08
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	1000,44
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	842,43
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	898,15
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	843,01
SANTANDER	PEESA	CENTRO	843,87
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	863,29
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	868,36
SANTANDER	VATIA	CENTRO	875,49
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	883,28
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	965,94
SANTANDER	ESSA	CENTRO	975,81

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1092,67
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	742,71
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	828,12
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	836,10
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	863,84
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	882,66
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	915,60
TOLIMA	EPM	ORIENTE	933,01
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	938,17
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	997,47
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	798,54
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	813,46
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	848,10
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	861,46
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	865,74
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	917,99
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	976,13
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	715,05
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	785,47
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	801,34
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	821,11
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	822,99
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	834,58
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	841,39
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	875,45
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	889,63
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	898,53
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	930,77

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 Superservicios⁸, 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

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

cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos.

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 abril, mayo y junio 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 tercer 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, 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 315,98 \$/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 tercer trimestre de 2024, igual a 53,88 \$/kWh.

Componente P: Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 315,98 \$/kWh y el T promedio de 53,88 \$/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 315,98 \$/kWh y el T promedio de 53,88 \$/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 tercer 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 58,45 \$/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 tercer trimestre de 2024 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (22,51 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CUMin resumidos en la Tabla 34 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	757,53
CENTRO	NT2	613,17
CENTRO	NT3	507,23
CENTRO	NT4	450,65
OCCIDENTE	NT1	724,82
OCCIDENTE	NT2	578,03
OCCIDENTE	NT3	511,66
OCCIDENTE	NT4	450,65
ORIENTE	NT1	733,22
ORIENTE	NT2	593,31
ORIENTE	NT3	534,77
ORIENTE	NT4	450,65
SUR	NT1	715,55
SUR	NT2	594,58
SUR	NT3	493,70
SUR	NT4	450,65
CARIBE MAR	NT1	543,61
CARIBE MAR	NT2	576,07
CARIBE MAR	NT3	531,97
CARIBE MAR	NT4	463,61
CARIBE SOL	NT1	496,30
CARIBE SOL	NT2	544,91
CARIBE SOL	NT3	517,23
CARIBE SOL	NT4	475,55
CHOCO	NT1	757,53
CHOCO	NT2	567,58

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 tercer trimestre de 2024, el CU promedio más alto corresponde a VATIA SA ESP para el sector Comercial ADD Oriente con un valor de 833,68 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Alumbrado Público, servicio prestado por AIR-E con 595,17 \$/kWh en el Mercado Caribe Sol sin ADD.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el tercer trimestre de 2024, es para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO SA ESP, con 866,80 \$/kWh para el sector Alumbrado Público en el ADD Sur; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., para el sector especial Comercial en el Mercado Chocó con 572,52 \$/kWh.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el tercer trimestre de 2024 corresponde a RUITOQUE SA ESP con 973,91 \$/kWh en el sector Especial Asistencial para el ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a VATIA S.A. E.S.P. con 498,62 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Sur.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este tercer trimestre del año 2024 corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con 557,22 \$/kWh en el sector Industrial del mercado CARIBE MAR 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 sancionatorio 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, así como usuarios no regulados con facturación 0, 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.

12. Reporte de información al SUI

A través de la Resolución SSPD 20212200012515 de marzo de 2021, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dispuso los formatos tarifarios (Capítulo Tarifario) a través de los cuales se pretende recolectar la información relacionada al régimen tarifario aplicable en Colombia mediante el reporte de información al Sistema Único de Información (SUI) administrado por la Superservicios.

A través de la información reportada al SUI, la Superservicios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realiza el seguimiento de la correcta aplicación del régimen tarifario, así como la realización de diferentes documentos tales como el presente boletín tarifario, razón por la cual se considera importante mostrar en el presente documento el estado de reporte de parte de los prestadores en lo relacionado con el capítulo tarifario para el tercer trimestre de 2024:

Anexo 1- Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para julio de 2024 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	835,79
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	845,45
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	848,54
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	864,61
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	900,08
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	984,06
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	858,80
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	976,81
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	749,89
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	858,82
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	757,55
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	815,25
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	831,54
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	840,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	850,74
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	866,56
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	871,86
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	943,75
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	821,09
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	833,85
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	858,82
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	861,18
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	870,59
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	885,01
CALDAS	EEP	CENTRO	769,17
CALDAS	PEESA	CENTRO	841,54
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	856,77
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	874,32
CALDAS	VATIA	CENTRO	943,80
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	959,39
CALDAS	CHEC	CENTRO	1018,30
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	717,15
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	720,65
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	809,67
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	810,08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	815,10
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	826,60
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	831,25
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	882,95
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	901,06

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAQUETÁ	PEESA	SUR	811,85
CAQUETÁ	VATIA	SUR	864,75
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	1046,89
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	834,37
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	842,06
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	892,87
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	918,42
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	955,22
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	1044,49
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1122,04
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	734,55
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	762,56
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	771,22
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	781,81
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	848,75
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1037,78
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	1092,00
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1122,67
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	804,15
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	810,78
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	876,40
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	917,88
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	1035,11
CASANARE	PEESA	SUR	817,34
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	850,66
CASANARE	VATIA	SUR	887,00
CASANARE	ENERCA	SUR	954,94
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	820,36
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	821,09
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	861,07
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	882,92
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	929,45
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1032,41
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	951,44
HUILA	PEESA	ORIENTE	829,21
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	858,34
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	862,18
HUILA	VATIA	ORIENTE	892,86
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	900,08
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	936,18

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	1024,79
META	PEESA	SUR	798,11
META	Enel X Colombia	SUR	821,77
META	ENERTOTAL	SUR	830,44
META	EMSA	SUR	837,08
META	VATIA	SUR	849,68
META	BIA ENERGY	SUR	916,88
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	810,07
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	834,09
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	854,27
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	871,43
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	878,80
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	922,49
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	923,68
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	848,75
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	884,88
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	947,79
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	961,44
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	1003,70
PEREIRA	EEP	CENTRO	836,39
PEREIRA	PEESA	CENTRO	839,32
PEREIRA	AIRE	CENTRO	843,34
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	852,29
PEREIRA	VATIA	CENTRO	863,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	900,92
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	936,60
PUTUMAYO	VATIA	SUR	789,02
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	841,84
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	840,75
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	859,97
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	892,86
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	931,81
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	956,74
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	998,49
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	849,66
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	895,26
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	842,55
SANTANDER	PEESA	CENTRO	850,74
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	877,56
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	896,53
SANTANDER	VATIA	CENTRO	927,53
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	971,33
SANTANDER	ESSA	CENTRO	986,20

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1110,05
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	744,75
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	834,37
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	867,46
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	872,41
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	891,28
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	917,03
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	924,94
TOLIMA	EPM	ORIENTE	932,10
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	989,15
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	806,82
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	823,18
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	851,57
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	877,06
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	912,05
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	985,12
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	723,64
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	788,83
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	809,64
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	810,47
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	832,79
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	833,12
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	841,54
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	871,83
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	891,28
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	928,99

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	831,71
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	839,14
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	854,74
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	873,63
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	897,38
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	991,43
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	751,70
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	982,67
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	743,51
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	798,58
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	765,40
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	791,67
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	801,05
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	836,99
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	837,56
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	840,23
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	846,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	949,50
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	798,58
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	806,66
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	833,68
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	868,10
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	876,01
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	915,31
CALDAS	EEP	CENTRO	780,76
CALDAS	PEESA	CENTRO	827,73
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	856,96
CALDAS	VATIA	CENTRO	857,14
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	882,96
CALDAS	CHEC	CENTRO	930,38
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	990,79
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	730,35
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	734,25
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	747,51
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	793,02
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	794,34
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	832,76
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	839,27

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	878,53
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	905,36
CAQUETÁ	PEESA	SUR	794,55
CAQUETÁ	VATIA	SUR	804,26
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	1053,84
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	814,77
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	819,71
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	890,74
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	892,42
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	904,78
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1007,07
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	1041,34
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	683,40
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	709,14
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	759,75
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	768,38
CARIBE SOL	SOL & CIELO	SIN ADD	815,06
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	834,76
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	968,44
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1072,78
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	1091,59
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	760,84
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	814,83
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	816,94
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	911,10
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	944,18
CASANARE	VATIA	SUR	784,93
CASANARE	PEESA	SUR	800,27
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	836,70
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	856,04
CASANARE	ENERCA	SUR	968,17
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	763,34
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	803,62
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	806,66
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	896,35
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	926,09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1046,30
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	956,51

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
HUILA	VATIA	ORIENTE	818,01
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	857,30
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	870,67
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	897,38
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	948,61
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	1028,81
META	PEESA	SUR	781,10
META	VATIA	SUR	788,54
META	ENERTOTAL	SUR	826,55
META	Enel X Colombia	SUR	827,59
META	EMSA	SUR	835,75
META	BIA ENERGY	SUR	924,43
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	793,43
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	806,92
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	814,56
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	859,85
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	898,79
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	916,67
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	925,68
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	834,76
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	846,78
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	894,31
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	960,06
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	988,66
PEREIRA	VATIA	CENTRO	781,79
PEREIRA	PEESA	CENTRO	825,58
PEREIRA	AIRE	CENTRO	846,17
PEREIRA	EEP	CENTRO	848,22
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	861,23
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	898,20
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	941,95
PUTUMAYO	VATIA	SUR	753,62
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	844,61
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	826,92
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	865,40
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	868,87
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	890,94
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	915,14

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	1018,98
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	858,60
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	896,87
SANTANDER	PEESA	CENTRO	836,99
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	838,74
SANTANDER	VATIA	CENTRO	842,58
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	884,38
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	895,13
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	983,53
SANTANDER	ESSA	CENTRO	996,03
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1111,09
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	755,22
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	819,71
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	873,39
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	876,18
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	884,80
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	920,60
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	930,35
TOLIMA	EPM	ORIENTE	939,79
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	1014,41
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	790,25
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	829,41
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	836,78
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	863,51
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	872,20
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	991,43
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	731,10
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	790,11
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	793,04
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	827,73
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	832,92
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	839,17
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	842,01
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	884,80
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	886,66
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	951,00

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	833,04
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	837,46
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	842,28
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	862,64
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	906,54
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	950,20
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	775,48
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	988,57
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	750,44
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	821,95
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	764,32
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	810,26
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	813,73
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	816,29
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	817,37
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	817,39
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	839,70
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	886,35
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	922,97
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	806,95
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	821,95
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	839,54
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	886,09
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	888,72
CALDAS	EEP	CENTRO	764,33
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	817,39
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	841,62
CALDAS	VATIA	CENTRO	869,18
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	923,12
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	947,96
CALDAS	CHEC	CENTRO	951,72
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	711,60
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	746,26
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	759,55
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	788,43
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	789,11
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	791,22
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	841,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	855,04
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	863,36
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	973,61
CARIBE SOL	SOL & CIELO	SIN ADD	996,14
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1008,80
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	1044,63
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	784,55
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	798,15
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	848,38
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	876,58
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	900,21
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	767,01
CASANARE	VATIA	SUR	800,52
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	814,17
CASANARE	ENERCA	SUR	901,61
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	776,61
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	854,91
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	858,17
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	891,39
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	996,14
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	915,91
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	806,95
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	832,42
HUILA	VATIA	ORIENTE	840,75
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	843,72
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	920,99
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	992,81
META	Enel X Colombia	SUR	787,22
META	ENERTOTAL	SUR	789,86
META	VATIA	SUR	811,99
META	EMSA	SUR	854,13
META	BIA ENERGY	SUR	895,10
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	732,22
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	814,80
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	816,28
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	822,38
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	879,14
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	883,61

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	852,71
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	859,46
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	925,00
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	946,98
PEREIRA	VATIA	CENTRO	795,04
PEREIRA	AIRE	CENTRO	816,60
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	827,83
PEREIRA	EEP	CENTRO	832,99
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	855,76
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	863,36
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	899,59
PUTUMAYO	VATIA	SUR	764,59
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	837,38
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	828,04
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	854,89
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	886,13
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	901,45
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	928,28
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	983,84
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	819,05
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	902,32
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	843,14
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	847,74
SANTANDER	VATIA	CENTRO	856,37
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	858,17
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	863,29
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	942,96
SANTANDER	ESSA	CENTRO	945,20
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1056,87
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	728,17
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	732,22
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	830,27
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	847,87
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	901,27
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	902,18
TOLIMA	EPM	ORIENTE	927,13
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	967,14
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	988,85
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	787,79

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	829,23
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	835,13
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	848,38
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	917,99
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	951,85
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	690,41
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	777,48
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	796,66
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	819,93
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	828,95
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	850,26
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	854,89
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	898,53
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	910,39
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	912,33

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

Anexo 2- CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD⁹

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			711,37	623,91	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		674,08	681,11	659,22	659,08
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			652,43		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			689,58		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	623,98	765,64	756,09		
VATIA S.A. E.S.P.			644,50		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			650,69		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			657,60		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			708,65		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			693,19		683,78
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			611,01	611,00	
BIA ENERGY SAS ESP			602,54	927,55	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	791,72				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		673,04		670,89	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		600,56			658,64
VATIA S.A. E.S.P.		568,49			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	731,12	702,09	662,34	736,74	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		655,97			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		740,81			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		672,88			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.					534,10
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		746,85			726,79
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		632,83		618,07	664,53
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.					713,65
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		645,65		637,78	681,21
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		714,51	777,29		714,54
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P					705,84

⁹ 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.

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		691,68			
VATIA S.A. E.S.P.		833,68			716,00
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		731,05			709,56
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		380,47			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		654,84			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		659,55			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		714,54			
RUITOQUE S.A. E.S.P.	757,14			670,18	781,33
GENERSA S.A.S E.S.P.					652,96
BIA ENERGY SAS ESP		766,31			823,13
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP		732,22			759,87

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 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	746,71	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	770,60	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		785,23
AIR-E S.A.S. E.S.P.	690,45	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	641,98	687,76	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	723,61		
VATIA S.A. E.S.P.		813,16	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	731,24		
AIR-E S.A.S. E.S.P.		730,50	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			700,57

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		489,18
AIR-E S.A.S. E.S.P.	595,17	687,70
BIA ENERGY SAS ESP		739,39

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			591,93			640,13	553,68
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS						632,14	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			593,09			580,67	609,39
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	627,40	583,76	593,51			591,79	577,34
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			585,97			584,96	696,42
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P.						590,61	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	580,55	640,72	628,49	614,37	647,16	632,58	602,63
VATIA S.A. E.S.P.			610,58		578,53	637,19	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.			573,95				
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P						535,29	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP						632,35	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			613,68			613,93	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			624,75			678,58	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			642,01			630,97	598,02
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			774,04			728,98	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP							611,00
BIA ENERGY SAS ESP			602,53			647,19	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP						652,33	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 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.						592,74	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	693,16		631,57	623,89		624,70	616,74
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	502,78		561,81	552,78	558,81	593,18	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			559,20			548,36	546,15
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			561,73			545,29	
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	523,07		560,91			570,69	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P.			550,73			554,05	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						571,93	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	505,35		575,50			580,32	
VATIA S.A. E.S.P.			619,71			600,72	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	589,58		608,33	599,96	623,33	593,07	599,43
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			735,09			608,21	638,62
QI ENERGY SAS ESP		677,24	598,09				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			586,52				
AIR-E S.A.S. E.S.P.			598,65				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			771,72				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			590,26				
BIA ENERGY SAS ESP			859,81			685,15	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP						603,51	636,74

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 2024. ADD Oriente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	Asentamiento Indígena
ISAGEN S.A. E.S.P.			531,56				566,61		
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	671,22		675,56		640,21	605,93	649,79		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		576,95	564,23	567,13			568,22	609,78	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	555,75		568,99				557,51	555,00	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	695,68	544,26	570,68	578,50	550,11		587,22	609,27	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	607,01		665,01	609,05			634,37	618,74	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							549,93		

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			588,69				586,16		
VATIA S.A. E.S.P.			621,06				604,38		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			605,81				580,11	551,26	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P							553,81		
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP			768,19						
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							568,39		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							616,61		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			594,02	597,82			614,23		591,17
AIR-E S.A.S. E.S.P.			598,09				609,42		
RUITOQUE S.A. E.S.P.		583,97	597,27	582,33	582,39		595,14		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		591,74	788,91						
BIA ENERGY SAS ESP			726,04				690,41		
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP			608,47				609,31	629,83	
CEMEX ENERGY SAS ESP			580,86				579,81		

Mínimo

Máximo

< CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 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			685,80	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		538,61		644,40
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		587,71	549,63	555,11
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		568,07		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	691,25		700,67	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		638,18		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			562,28	
VATIA S.A. E.S.P.		599,20	673,40	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		562,21		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			704,69	
QI ENERGY SAS ESP		707,92		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		608,85		
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	866,80			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		619,27		
RUITOQUE S.A. E.S.P.		596,81		

Mínimo

Máximo

< CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.						445,03
ISAGEN S.A. E.S.P.					500,75	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		676,24				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		558,61				558,81
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		540,61			542,75	529,53
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		537,61			550,71	533,50
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.						684,00
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		584,50				
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						518,54
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		581,79				
VATIA S.A. E.S.P.		555,00			651,18	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P						540,26
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P		497,38				
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					629,87	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		553,69				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	660,88	596,22	640,17	592,37	559,11	634,86
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP					712,06	
AIR-E S.A.S. E.S.P.		588,32				
RUITOQUE S.A. E.S.P.		565,87				565,12
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		687,62				703,28
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		583,61				
BIA ENERGY SAS ESP		681,96				566,88

Mínimo

Máximo

< CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2 Trimestre 3 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
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			502,90			530,77	511,45	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			506,16			498,81	490,11	492,06
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			521,08		504,63		544,37	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							485,83	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			563,47				537,93	
VATIA S.A. E.S.P.			575,00				529,86	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P							556,43	542,18
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							596,65	
QI ENERGY SAS ESP		658,60						
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							488,66	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							566,87	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			583,24				549,76	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	601,53		566,36	591,51			559,04	642,14
RUITOQUE S.A. E.S.P.							525,51	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P							780,54	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			538,56					
BIA ENERGY SAS ESP			571,79				561,17	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP								574,63

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 2024. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		529,38
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	572,52	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	582,75	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	557,44	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL	Hogar Comunitario
ISAGEN S.A. E.S.P.		569,02			454,84			440,86
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	491,51	478,00			473,20			
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		485,58			484,41	443,74		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		486,06			483,77			
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		460,59			460,57			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		529,88	509,30	547,19	525,32	549,36	519,69	
VATIA S.A. E.S.P.		501,35			485,94			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		573,11						
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		472,59			457,59			
QI ENERGY SAS ESP		613,10						
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		512,51			514,70			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		524,48						
RUITOQUE S.A. E.S.P.		494,25	973,91		640,15	492,45		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		679,57						
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		515,42						
BIA ENERGY SAS ESP		610,02						
CEMEX ENERGY SAS ESP					549,75			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		486,48	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		546,72	553,69
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	493,54	497,61	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	492,25	486,35	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	477,60	483,91	
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		473,06	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	510,61	494,94	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		496,78	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		527,34	
VATIA S.A. E.S.P.	589,03	496,80	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	530,15	529,58	527,50
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		483,34	
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		562,62	
QI ENERGY SAS ESP	459,54		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	493,20	490,27	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		548,44	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		510,74	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	590,25		
BIA ENERGY SAS ESP	545,42	621,46	
RIOPAILA ENERGÍA SAS ESP		623,42	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		475,39		444,97		
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		613,94		568,46	541,35	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		504,88		524,73		
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		518,92		508,48		496,56
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		485,24		521,07		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.				640,33		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		554,20	543,56	626,32		537,56
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				493,77		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		542,87				
VATIA S.A. E.S.P.		602,22		583,16		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P				512,71		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P				500,65		
QI ENERGY SAS ESP		697,89				
FRANCA ENERGIA SA ESP				582,68		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP				566,05		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		544,12		660,47		
AIR-E S.A.S. E.S.P.				524,02		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	493,07	492,32				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		546,09				
BIA ENERGY SAS ESP		538,05		642,93		
FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. ESP				570,96		
CEMEX ENERGY SAS ESP		573,15				

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		414,03	446,06	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		462,77	484,52	537,80
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		468,67	454,10	449,31
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		456,58	509,86	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			598,82	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		505,13		
VATIA S.A. E.S.P.			498,62	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			616,95	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P			470,30	

QI ENERGY SAS ESP	600,73			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			427,15	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			518,82	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			516,78	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		505,72		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			435,43	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	515,39		482,75	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			469,93	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	482,91		474,24	595,86
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	485,62			488,86
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	533,04	544,59	540,57	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	539,11			
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP				530,28

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			448,88
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	482,46		466,62
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			491,01
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			498,68
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			457,17
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P			468,00
AIR-E S.A.S. E.S.P.	509,78	579,03	522,79
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	509,45		
DRUMMOND POWER SAS ESP			664,31
BIA ENERGY SAS ESP	604,62		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 3 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		399,06	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		416,62	364,56
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	419,87	416,98	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 3 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		390,86
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	449,21	418,87
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		411,98
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		408,39
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	398,28	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P		420,25

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 3 2024. ADD Oriente (Bogotá, D. C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	383,23	375,79	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		432,79	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		438,13	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		410,53	419,72
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		624,21	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 3 2024. ADD SUR (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	435,19
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	417,67

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 3 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		369,93	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			483,16
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	413,14		412,35
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	390,25		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		557,22	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 3 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	427,62

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Anexo 3. Empresas operativas o en intervención con Formatos Tarifarios habilitados en estado pendiente.

Formatos Tarifarios. Julio

EMPRESA	Formato. T1	Formato. T3	Formato. T5	Formato. T8	Formato. T9
EMSERPUCAR	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMEESA	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO
ELECMURI	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ENERGUAVIARE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ELECTROVICHADA S.A ESP	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
PEESA	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMSEPDARIEN	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
FURESAS ESP	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ITALENER S.A. ESP	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
VOLTAJE EMPRESARIAL	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
NEU ENERGY	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ENERXIA	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
LUMINA ENERGY S.A.S. E.S.P.	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
VACHE	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
FVAR	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO
SUBA SOLAR S.A.S. E.S.P.	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
POWER FINTECH	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE
BIA ENERGY	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
NO TIENE	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
AXIS JC SAS	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO

Certificado  Pendiente 

Formatos Tarifarios. Agosto

EMPRESA	Formato. T1	Formato. T3	Formato. T4	Formato. T5	Formato. T8	Formato. T9
EMSERPUCAR	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMEESA	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ELECMURI	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ENERGUAVIARE	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ENERGETICOS S.A.S. E.S.P.	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ELECTROVICHADA S.A ESP	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
PEESA	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE
EMSEPDARIEN	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
FURESAS ESP	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ITALENER S.A. ESP	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
QI ENERGY	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO
TERPEL ENERGÍA	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE
NEU ENERGY	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO
DEPI ENERGY	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
TECHNOELITE GREEN ENERGY S.A.S. E.S.P.	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
S.A.S. E.S.P.	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
NES	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
FVAR	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
SUBA SOLAR S.A.S. E.S.P.	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
BIA ENERGY	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO
NO TIENE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
AXIS JC SAS	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO

Certificado  Pendiente 

Formatos Tarifarios. Septiembre

EMPRESA	Formato. T1	Formato. T3	Formato. T4	Formato. T5	Formato. T8	Formato. T9
EMSERPUCAR	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMEESA	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ELECMURI	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ELECTROVICHADA S.A ESP	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMSEPDARIEN	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
FURESAS ESP	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO

EMPRESA	Formato. T1	Formato. T3	Formato. T4	Formato. T5	Formato. T8	Formato. T9
ITALENER S.A. ESP	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
QI ENERGY	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO
TERPEL ENERGÍA	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE
NEU ENERGY	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO
DEPI ENERGY	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
TECHNOELITE GREEN ENERGY	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
S.A.S. E.S.P.	PENDIENTE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
NES	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
ENERBIT	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE
FVAR	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
SUBA SOLAR S.A.S. E.S.P.	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
BIA ENERGY	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	PENDIENTE
NO TIENE	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
AXIS JC SAS	PENDIENTE	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO	CERTIFICADO

Certificado  Pendiente 

Boletín Tarifario de Energía Eléctrica

JULIO – SEPTIEMBRE | 2024

Carrera 18 # 84 – 35
Bogotá, D. C., Colombia
(57 1) 691-3005

www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co

