



Boletín Tarifario

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

OCTUBRE - DICIEMBRE
2023



Contenido

Introducción	3
Condiciones para la lectura, interpretación y uso de la Información.....	4
Operación Estadística.....	5
1. Actualidad tarifaria	6
2. Panorama nacional	8
3. Componente de Generación (G)	10
4. Componente de Transmisión (T).....	27
5. Componente de Distribución (D)	33
6. Componente de Comercialización (C).....	44
7. Componente de Pérdidas (PR)	53
8. Componente de Restricciones (R)	57
9. Opción Tarifaria	63
10. Tarifas aplicadas	67
11. Usuarios no regulados.....	70

Proyectaron:

Natalia Ximena Castro Puentes
Rafael Ricardo Rojas Peña

Revisaron:

Diego Fernando Borda Tovar
Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN
Omar Camilo López López
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó:

Omar Camilo López López
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

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 cuarto trimestre de 2023 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de ésta. Asimismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas para los estratos 4. También se puede observar cómo ha sido la evolución y el impacto que ha generado la aplicación de la opción tarifaria. Finalmente, se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presenta la información detallada con el resultado del presente análisis.

La base de datos usada para este informe corresponde con la información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los períodos 10M2023, 11M2023 y 12M2023. Esta información fue reportada por 37 empresas, las cuales entregaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.

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

El presente Boletín Tarifario incluye el análisis de la información reportada por los prestadores en el SUI para el cuarto trimestre de 2023, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes de diversas fuentes como XM, BANREP y O3, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

Interpretación y uso de la información

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

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
Formato T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR Formato T8. Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con los campos 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.

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

Operación Estadística

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

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

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

1. Actualidad tarifaria

Como se indicó en el pasado boletín del tercer trimestre de 2023, se produjo un cambio significativo relacionado con la finalización en el mes de septiembre de 2023, de la medida de política pública establecida por el Ministerio de Minas y Energía - Minenergía conocida como el Pacto por la Justicia Tarifaria. Este pacto tenía como objetivo reducir, en el corto y mediano plazo, el costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante esfuerzos conjuntos de los actores involucrados en la cadena de prestación, principalmente mediante la renegociación de contratos bilaterales, el cambio del indexador utilizado y reglas especiales para la aplicación de la opción tarifaria. Este enfoque se aplicaba a los comercializadores, distribuidores y transmisores, así como a los generadores y comercializadores mayoristas.

Así las cosas, para el mes de septiembre de 2023 finalizaron las medidas que permitían la aplicación de un Porcentaje de Variación (PV) de la opción tarifaria negativo, equivalente a cero o atado al IPC, por lo que, a partir de octubre de 2023, al no tener límite superior para el PV, se permitió que las empresas aumentaran el Costo de opción tarifaria según su criterio teniendo en cuenta la afectación que venían sufriendo como resultado de los altos valores de saldos acumulados encontrando aumentos de hasta el 20%.

Asimismo, se indica que ni los Transmisores Nacionales ni Operadores de Red que se habían acogido al pacto por la justifica tarifaria hace un año, renovaron su intención de continuar aplicando el indexador modificado para actualizar sus ingresos regulados al considerar que, en su mayoría, ya habían realizado grandes esfuerzos en pro de las tarifas de los usuarios.

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, relativas a la opción tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica (i.e. de las cuales hacen parte las variables relativas al $SA_{n,m,i,j}$ y el PV), así como también, tienen una relación de conexidad con la Resolución CREG 101 028 de 2023, con respecto a la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores, a efectos de que esta última no se vea afectada y pueda ser aplicada de manera correcta por parte de los agentes.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, en la Tabla 1 se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el cuarto trimestre de 2023 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Tabla 1. Resoluciones expedidas y publicadas por la CREG 4T

<u>Res. CREG/2023</u>	<u>Temática</u>
101 028	Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994
101 029	Por la cual se modifican la Resolución CREG 012 de 2020
105 006	Por la cual se prorrogan las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables a los usuarios residenciales de estrato 1 y 2 conforme a lo establecido en el artículo 272 de la Ley 2294 de 2023 y por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida.

Fuente: CREG –Normatividad

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el cuarto trimestre del 2023 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el CU de energía eléctrica y así obtener el comportamiento final en cada mercado, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que la actualiza o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

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

Resultado del análisis, se encuentra que de las 37 empresas que reportaron información sobre la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este cuarto trimestre de 2023 corresponden a QI ENERGY en el mercado Caribe sol con valores de 1.505,16\$/kWh, 1.446,92\$/kWh para los meses de octubre y noviembre respectivamente y en el mercado Bogotá-Cundinamarca - con un valor de 1.401,93\$/kWh para el mes de octubre. 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 el caso en particular la empresa, no se encuentra acogida a la Opción Tarifaria para los mercados Bogotá-Cundinamarca y el mercado denominado Cali - Yumbo - Puerto Tejada.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU para el cuarto trimestre de 2023, se encuentra la empresa RUITOQUE E.S.P con un valor de 542,44\$/kWh para el mes de noviembre, seguido de la EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP con valores de 732,42\$/kWh y 735,30\$/kWh para el mismo mes, dichos valores corresponden al resultado de la aplicación de la metodología establecida a través de la Resolución CREG 119 de 2007.

A modo resumen, en la Tabla 2 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 2. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
GUAVIARE	SIN ADD	721,95
CASANARE	SUR	810,83
BAJO PUTUMAYO	SUR	815,56
PUTUMAYO	SUR	824,66
META	SUR	827,46
BOYACÁ	ORIENTE	847,35
CAQUETÁ	SUR	848,57
ARAUCA	ORIENTE	857,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	862,93
NARIÑO	OCCIDENTE	864,76
TULUÁ	OCCIDENTE	865,31
QUINDÍO	CENTRO	869,42
HUILA	ORIENTE	869,43

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
RUITOQUE	CENTRO	870,32
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	870,68
PEREIRA	CENTRO	871,21
CALDAS	CENTRO	873,78
TOLIMA	ORIENTE	877,39
SIBUNDOY	SUR	877,53
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	881,35
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	883,39
ANTIOQUIA	CENTRO	885,68
SANTANDER	CENTRO	894,63
CHOCÓ	SIN ADD	903,49
CARTAGO	OCCIDENTE	905,38
CARIBE MAR	SIN ADD	911,20
CAUCA	OCCIDENTE	962,07
CARIBE SOL	SIN ADD	1007,18

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 2 se entiende que, en promedio, los mercados de comercialización de Caribe mar, Cauca y Caribe sol tienen la tarifa de estrato 4 más alta del país.

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

3. Componente de Generación (G)

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

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

Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresado en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente que corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 4.070,15 \$/USD.

Grupo 1

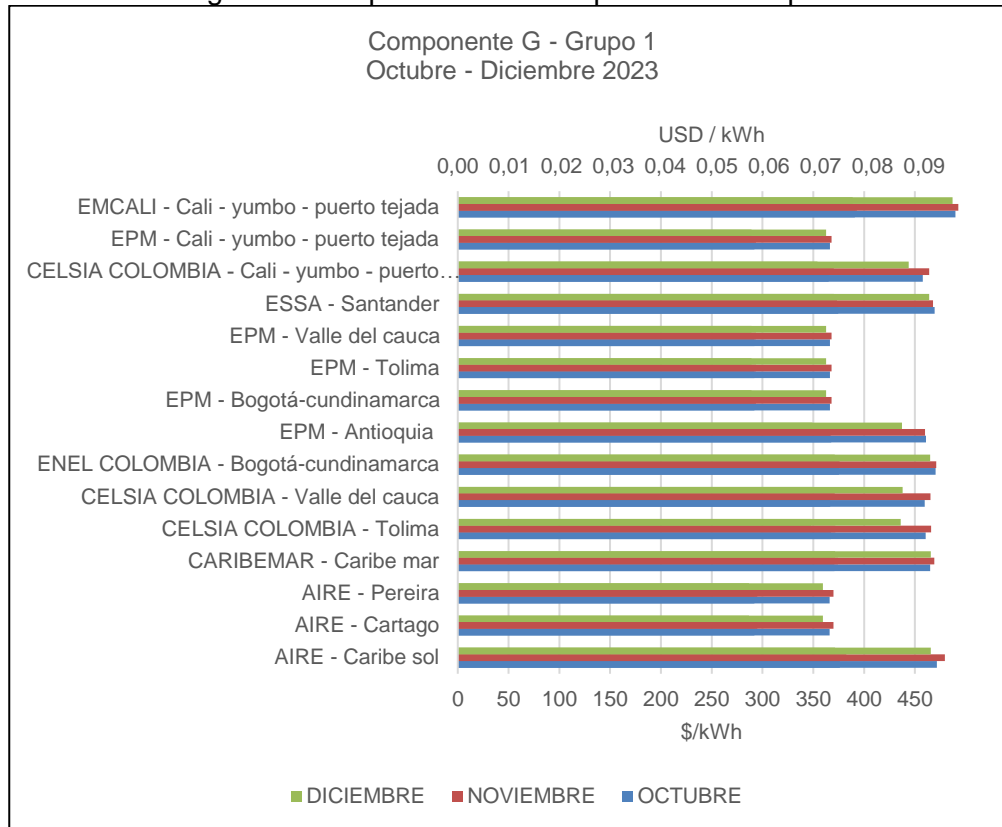
El valor promedio para el cuarto trimestre de 2023 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 339,06 \$/kWh, 29,62 \$/kWh por encima respecto al tercer trimestre de 2023 que representa un aumento del 9,57%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde al prestador AIR-E S.A.S. E.S.P. para el mes de diciembre de 2023 con un valor igual a 286,81 \$/kWh en los mercados Cartago y Pereira (que corresponden al Mc con ajustes de meses anteriores), mientras que el mayor valor corresponde a EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S. P, con 393,10 \$/kWh para el mes de noviembre de 2023. Ver Tabla 3

Tabla 3: valor promedio componente de generación 4 T

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE - Caribe sol	376,34	382,51	371,56
AIRE - Cartago	292,00	295,04	286,81
AIRE - Pereira	292,00	295,04	286,81
CARIBEMAR - Caribe mar	370,96	374,27	371,54
CELSIA COLOMBIA - Tolima	367,51	371,88	347,83
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	366,73	371,28	349,34
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	375,27	375,83	371,12
EPM - Antioquia	367,67	367,10	349,05
EPM - Bogotá-Cundinamarca	292,26	293,60	289,43
EPM - Tolima	292,26	293,60	289,43
EPM - Valle del cauca	292,26	293,60	289,43
ESSA - Santander	374,66	373,41	370,24
CELSIA COLOMBIA - Cali - yumbo - puerto tejada	365,39	370,23	354,25
EPM - Cali - yumbo - puerto tejada	292,26	293,60	289,43
EMCALI - Cali - yumbo - puerto tejada	390,98	393,10	388,77

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 1. Comportamiento Componente G 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 cuarto trimestre de 2023 corresponde a 368,81 \$/kWh, 7,47% por encima del promedio del tercer trimestre del año 2023. Con un valor de 284,60 \$/kWh, CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de diciembre de 2023; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. para el mes de noviembre de 2023, con un valor igual a 385,28 \$/kWh. Ver Tabla 4

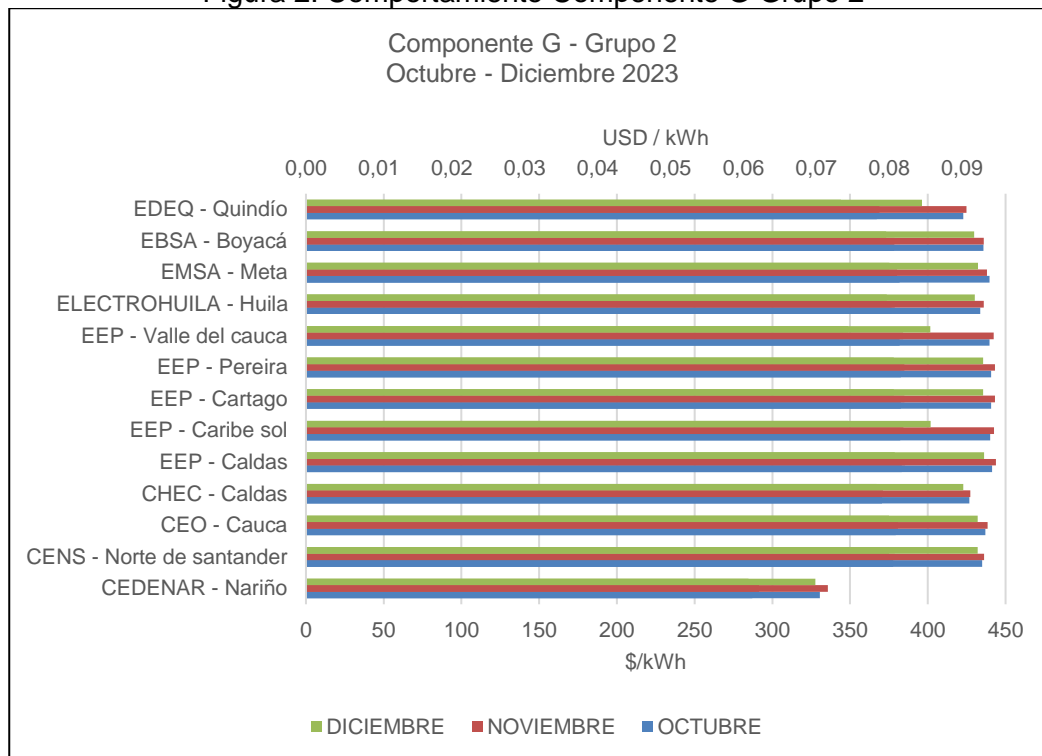
Tabla 4. Comportamiento Componente G Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR - Nariño	287,08	291,41	284,60
CENS - Norte de Santander	377,67	378,76	375,11
CEO - Cauca	379,40	380,76	375,10
CHEC - Caldas	370,53	371,10	367,09
EEP - Caldas	383,19	385,28	378,72

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EEP - Caribe sol	382,14	384,33	348,94
EEP - Cartago	382,72	384,86	378,21
EEP - Pereira	382,69	384,82	378,17
EEP - Valle del cauca	381,86	384,08	348,71
ELECTROHUILA - Huila	376,65	378,64	373,50
EMSA - Meta	381,74	380,27	375,31
EBSA - Boyacá	378,39	378,54	373,14
EDEQ - Quindío	367,19	368,84	344,09

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 2. Comportamiento Componente G Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

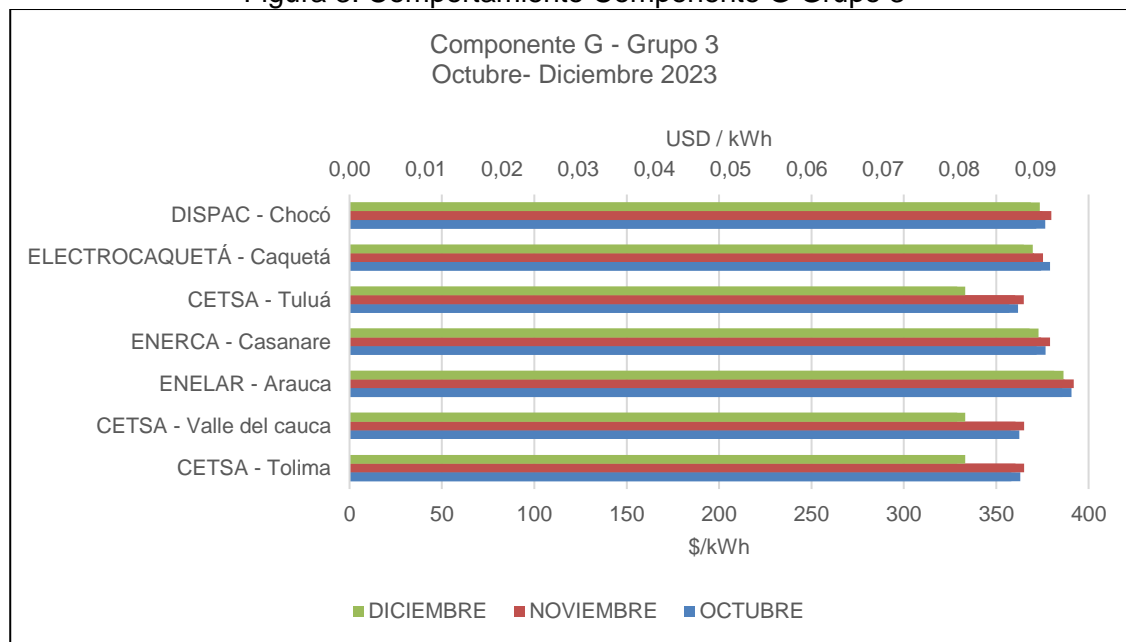
El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 363,53 \$/kWh, 11,75% por encima del promedio del tercer trimestre de 2023 equivalente a 38,21 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa CETSA S.A. E.S.P para el mes de diciembre de 2023 igual a 328,84 \$/kWh en los mercados Tolima, Valle del cauca y Tuluá (efecto generado porque el Mc y el Pc tuvieron valores con una diferencia de 0,02 \$/kWh), mientras que el mayor valor corresponde a la ENELAR E.S.P., con un valor de 386,93 \$/kWh para el mes de noviembre de 2023. Ver Tabla 5

Tabla 5. Comportamiento Componente G Grupo 3

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA - Tolima	358,25	360,42	328,84
CETSA - Valle del cauca	357,85	360,36	328,84
ENELAR - Arauca	385,65	386,93	381,48
ENERCA - Casanare	371,79	374,29	368,05
CETSA - Tuluá	357,07	360,23	328,84
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	374,27	370,50	364,99
DISPAC - Chocó	371,71	374,96	368,77

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 3. Comportamiento Componente G Grupo 3



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 4

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

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 379,00 \$/kWh, 0,57% por encima del promedio del tercer trimestre de 2023 y que equivale a 2,13 \$/kWh. Asimismo, el menor valor reportado corresponde a ENERGUAVIARE S.A E.S.P., con un valor

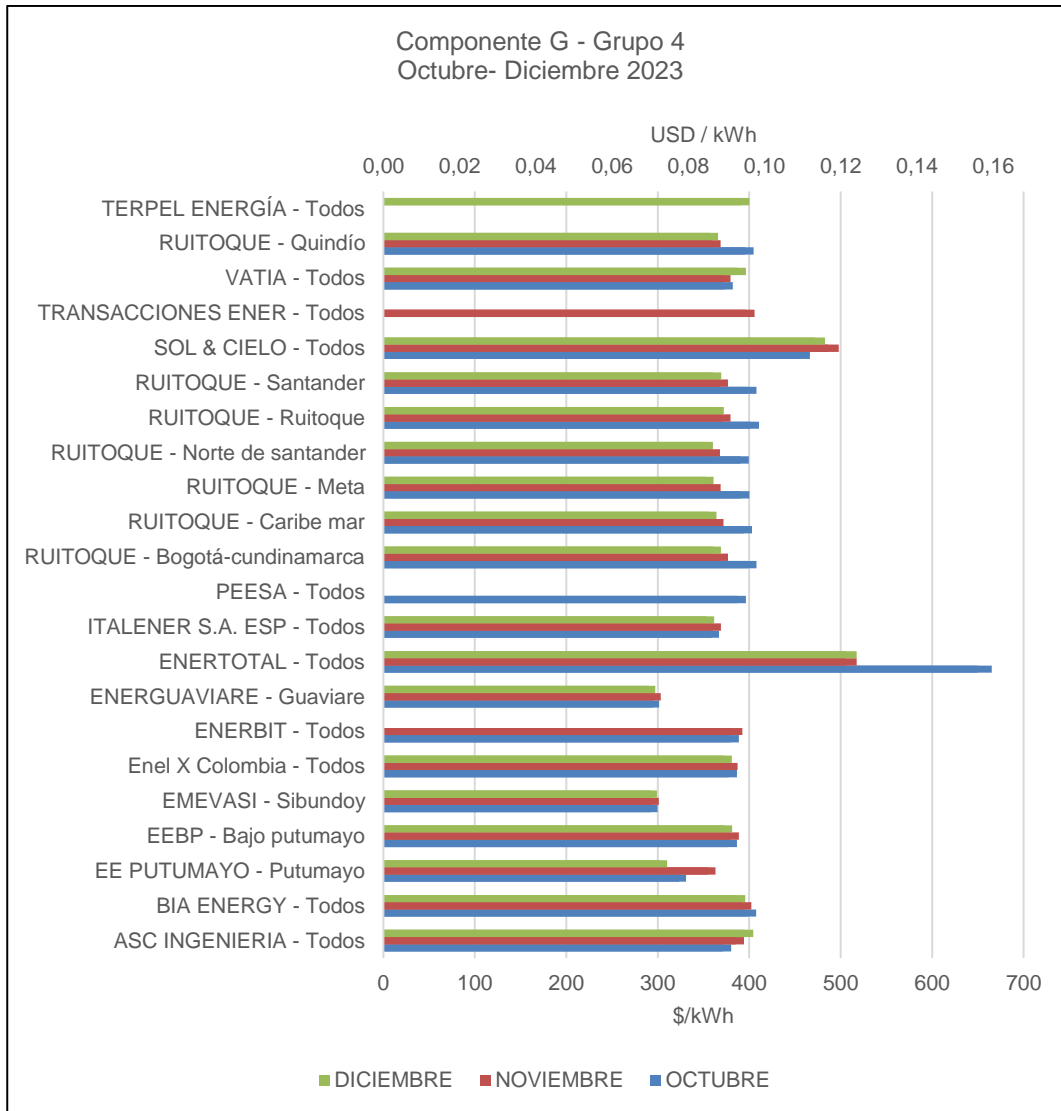
igual a 290,39 \$/kWh para el mes de diciembre de 2023, mientras que el valor más alto lo publicó ENERTOTAL S.A. E.S.P., en el mes de octubre con un valor promedio en el componente de 649,70 \$/kWh. Ver Tabla 6

Tabla 6. Comportamiento Componente G Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	371,60	385,25	395,03
BIA ENERGY - Todos	398,00	392,87	386,52
EE PUTUMAYO - Putumayo	323,18	354,59	302,96
EEBP - Bajo putumayo	377,64	379,54	372,57
EMEVASI - Sibundoy	292,88	294,34	292,01
Enel X Colombia - Todos	377,70	378,38	372,23
ENERBIT - Todos	379,60	383,55	
ENERGUAVIARE - Guaviare	294,38	296,18	290,39
ENERTOTAL - Todos	649,70	505,59	505,61
ITALENER S.A. ESP - Todos	358,42	360,37	353,52
PEESA - Todos	387,36	390,96	362,16
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	398,49	367,89	360,60
RUITOQUE - Caribe mar	393,84	363,12	355,71
RUITOQUE - Meta	390,90	360,09	352,62
RUITOQUE - Norte de Santander	390,44	359,61	352,13
RUITOQUE - Ruitoque	401,23	370,71	363,47
RUITOQUE - Santander	398,64	368,05	360,75
SOL & CIELO - Todos	455,74	486,42	471,55
TRANSACCIONES ENER - Todos		396,59	
VATIA - Todos	373,07	370,79	387,29
RUITOQUE - Quindío	395,49	360,09	357,44
TERPEL ENERGÍA - Todos			391,00

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Comportamiento Componente G Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se evidenció que, desde agosto de 2023, ENERCO no ha reportado la información correspondiente. Asimismo, las empresas ENERBIT, TERPEL ENERGÍA y TRANSACCIONES ENERGÉTICAS han omitido reportar la información para algunos meses o no podrían no presentar usuarios regulados para esos periodos, lo cual se puede ver en los espacios en blanco de la Tabla 6. Además, con el propósito de mostrar una variación consistente, se decidió suprimir la información del prestador QI Energy S.A.S. E.S.P., ya que sus valores del componente, superiores a 800 \$/kWh, causaban una desproporción en el comportamiento de la distribución y la gráfica visualmente no se vería correctamente.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
QI ENERGY - Todos	807,02	762,16	501,09

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 cuarto trimestre de 2023, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 74,62%, 0,08% por debajo respecto al tercer trimestre de 2023. Lo anterior, refleja la situación actual de los comercializadores donde solo vienen atendiendo su demanda regulada con aproximadamente un 75% de energía proveniente de contratos.

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:

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

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:

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

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

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

Ahora bien, con la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incorporaron nuevas variables. Teniendo en cuenta que el Formato T9 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 no se ajustaba a esta nueva realidad, a partir del periodo 4M2022 las empresas empezaron a reportar la variable $W1$ cuya definición es: “ $W1_{m-1,i}$: 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 $m-1$.”

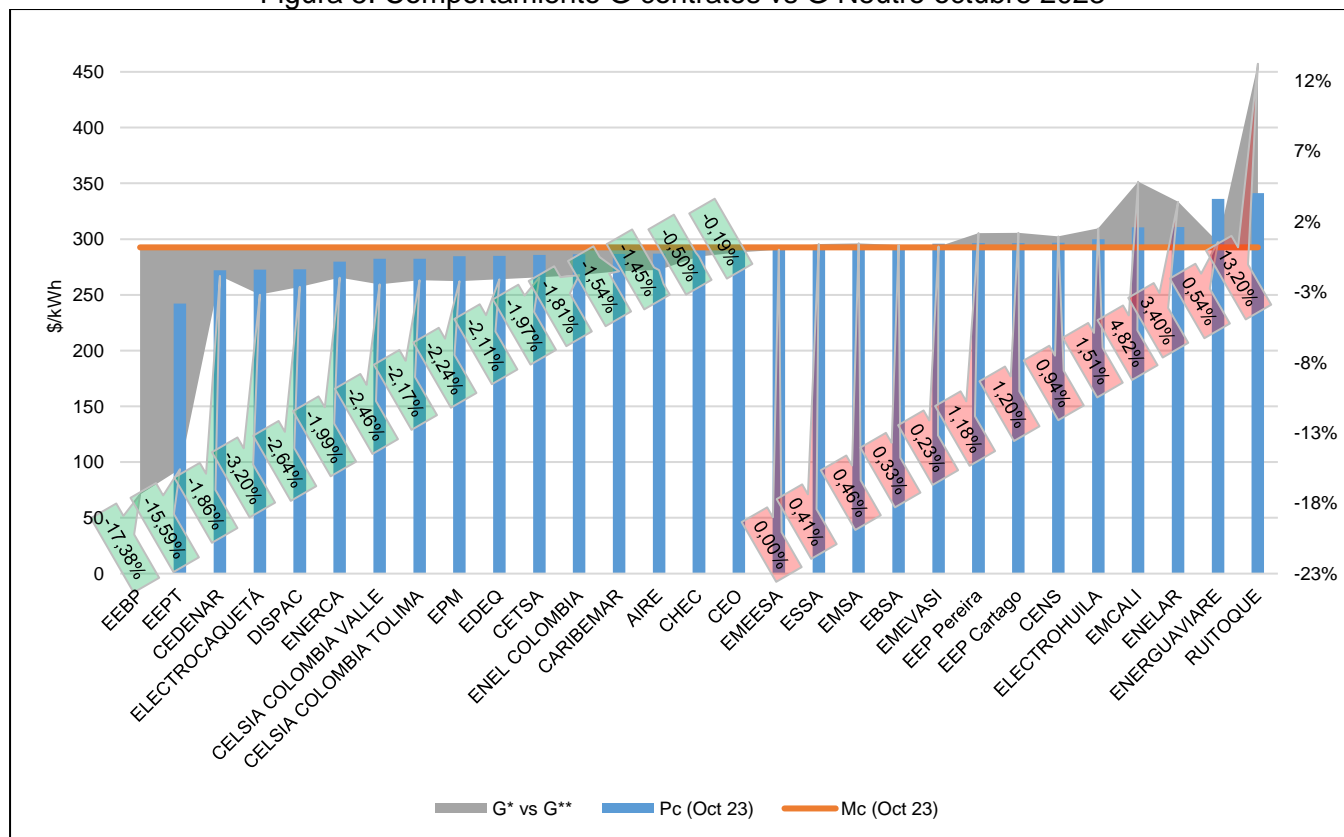
De manera inicial puede extraerse del presente análisis que en los casos donde el valor de la variable P_c de un comercializador minorista se encuentra por debajo de la variable M_c para un mes en particular, esto en la teoría representaría una utilidad en función de la diferencia entre estas variables 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 cuarto trimestre del año 2023, 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 Pc_{m-1} para cada comercializador minorista, versus la variable Mc_{m-1} ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables $G^*_{m,i,j}$ de contratos y $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para el mes analizado.

Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro octubre 2023

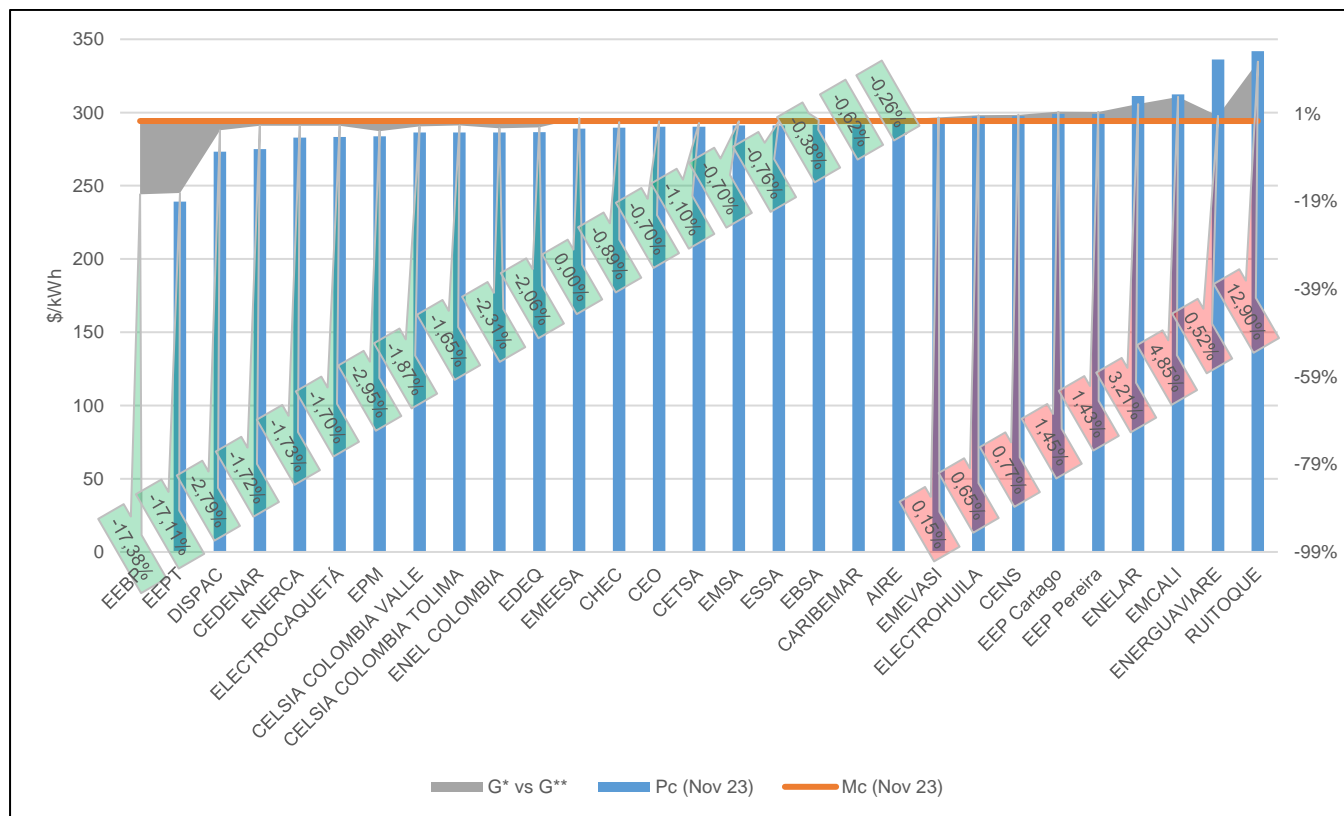


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de octubre de 2023 es posible identificar que RUITOQUE presenta el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 13,20% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al alto P_c presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 13,20% mayor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, EEBP, para el mismo mes presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una disminución aproximada del 17,38% de la variable G^* respecto a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 17,38% menor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c .

Para el mes de noviembre de 2023, EEBP presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 17,85% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, RUITOQUE presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 12,90% de la variable G^* respecto la variable G^{**} . Ver Figura 6

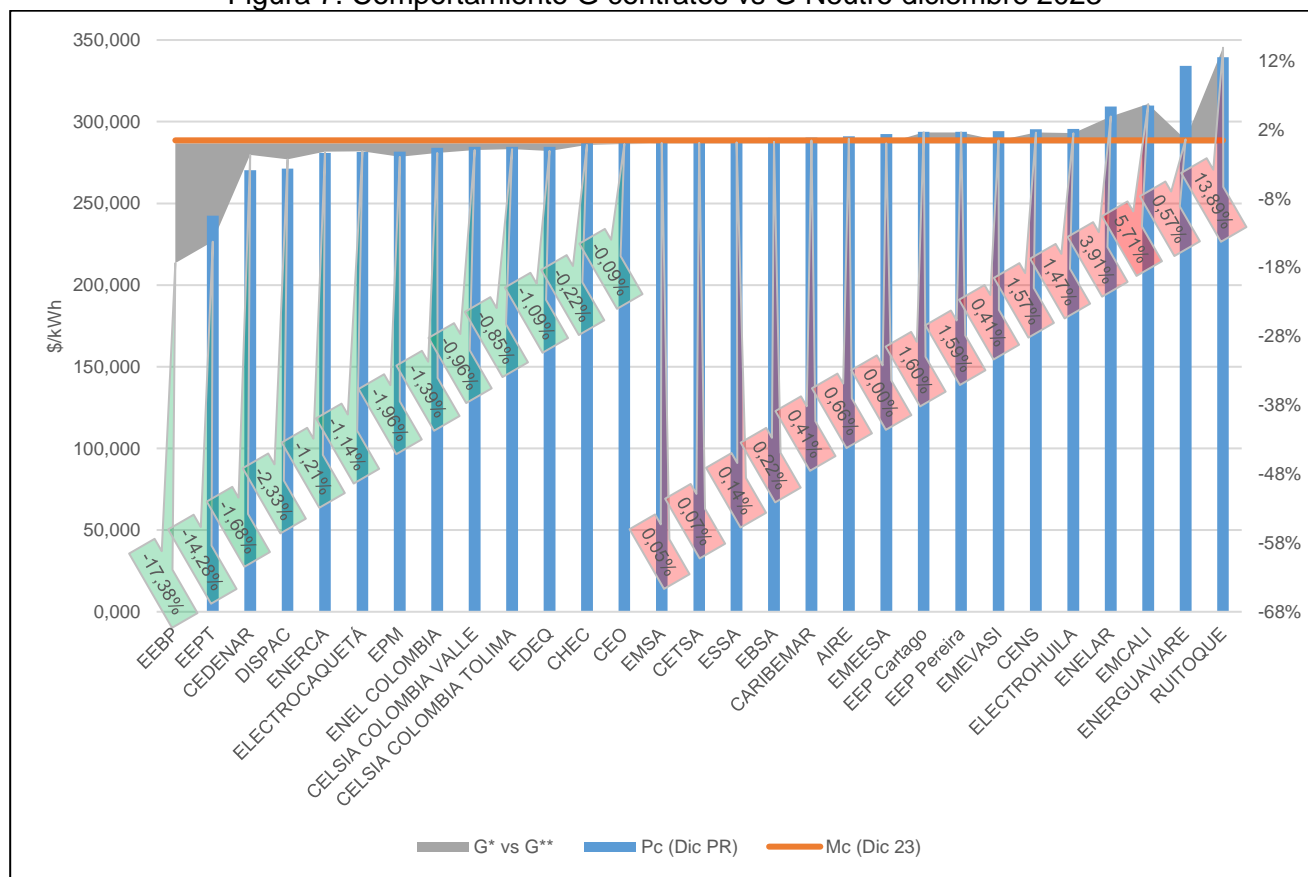
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro noviembre 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de diciembre de 2023, EEBP presentó nuevamente el menor valor de la variable Pc, lo que se traduce en una reducción aproximada del 1,85% de la variable G* respecto a la variable G**. Por su parte, RUITOQUE presentó el mayor valor de la variable Pc, lo que significa un aumento aproximado del 13,70%. Ver Figura 7

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro diciembre 2023



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

Tabla 7. Promedio precios de bolsa y contratos 4T

Variable	Octubre	Noviembre	Diciembre
Qc prom (%)	73,91%	74,82%	75,13%
Pb prom(\$/kWh)	1.026,09	974,94	567,38
Pc prom (\$/kWh)	291,45	292,60	290,62

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

Comportamiento de los Precios en Bolsa de los comercializadores

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

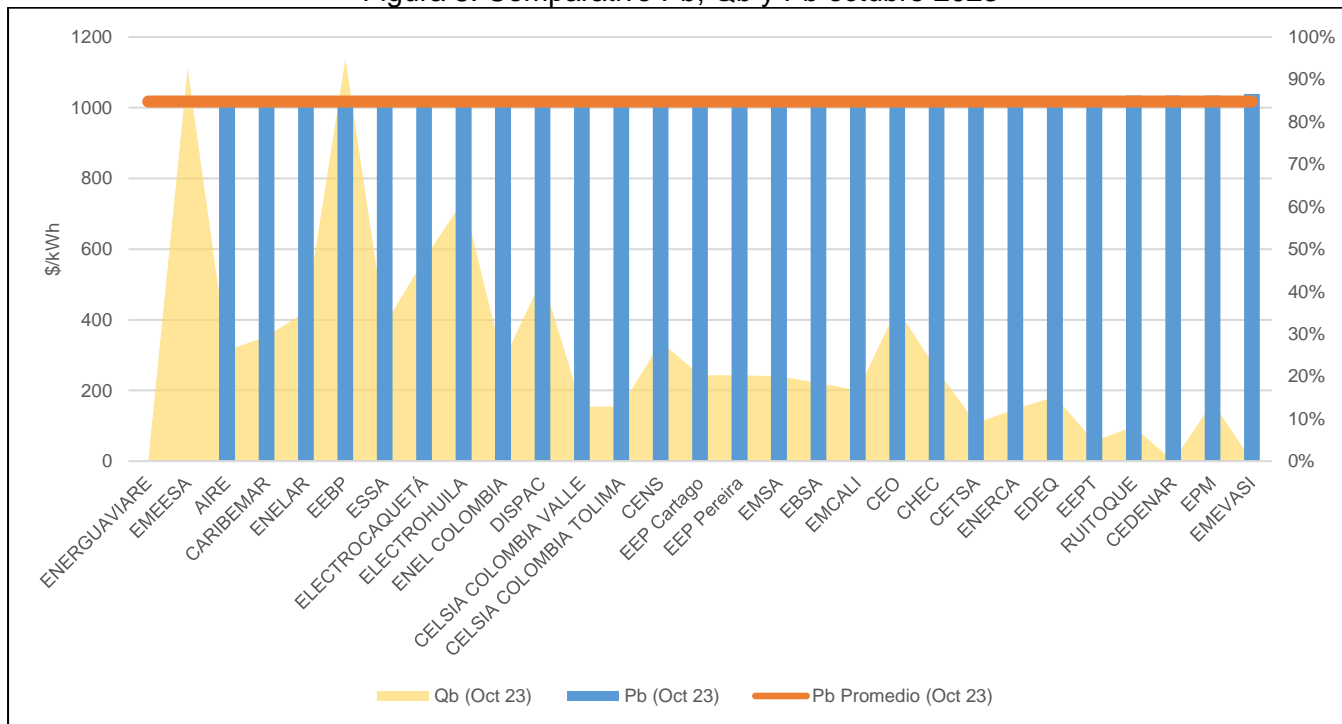
Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del P_c , M_c , Alfa y Q_c mientras que, para el aporte de las compras en bolsa¹ al componente de Generación es directo (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 en el precio de bolsa y su nivel de exposición, impacta fuertemente el precio final de generación al usuario.

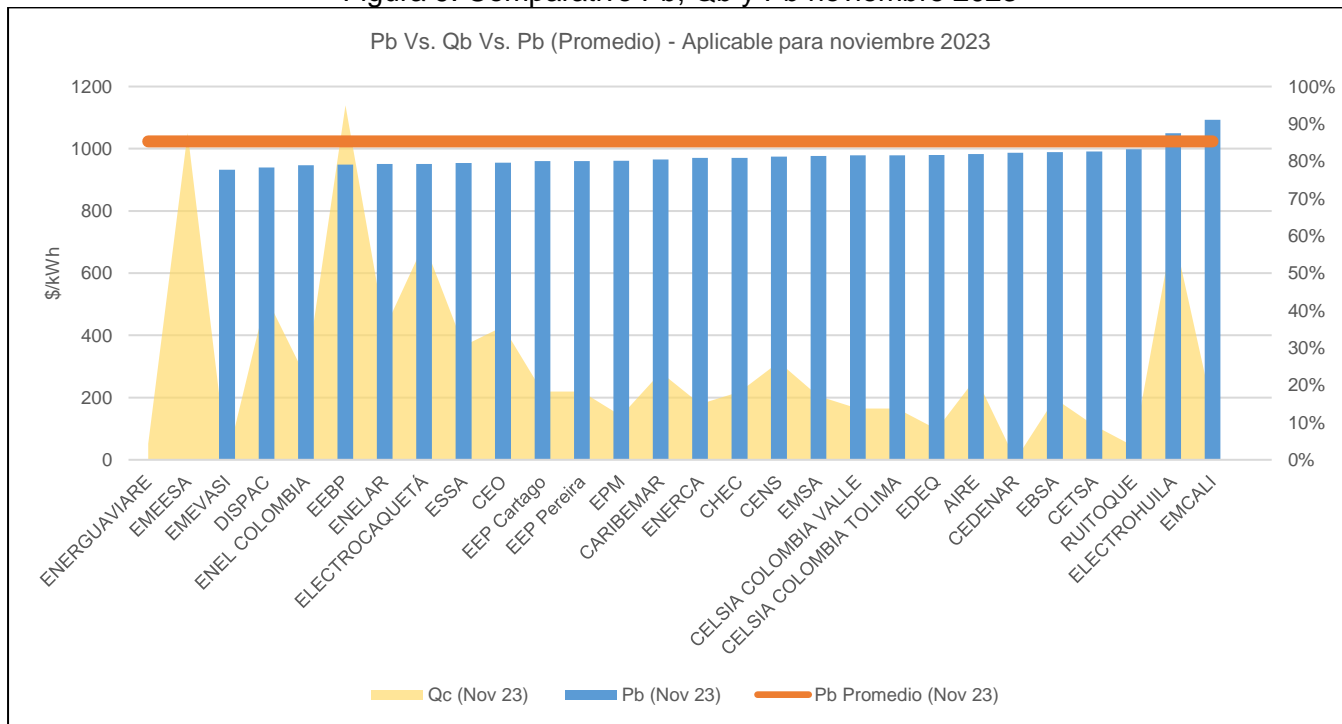
¹ La variable Q_{agd} corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a lo reportado por las empresas al SUI, la variable Q_{agd} alcanza valores muy por debajo del 1%.

Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb octubre 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

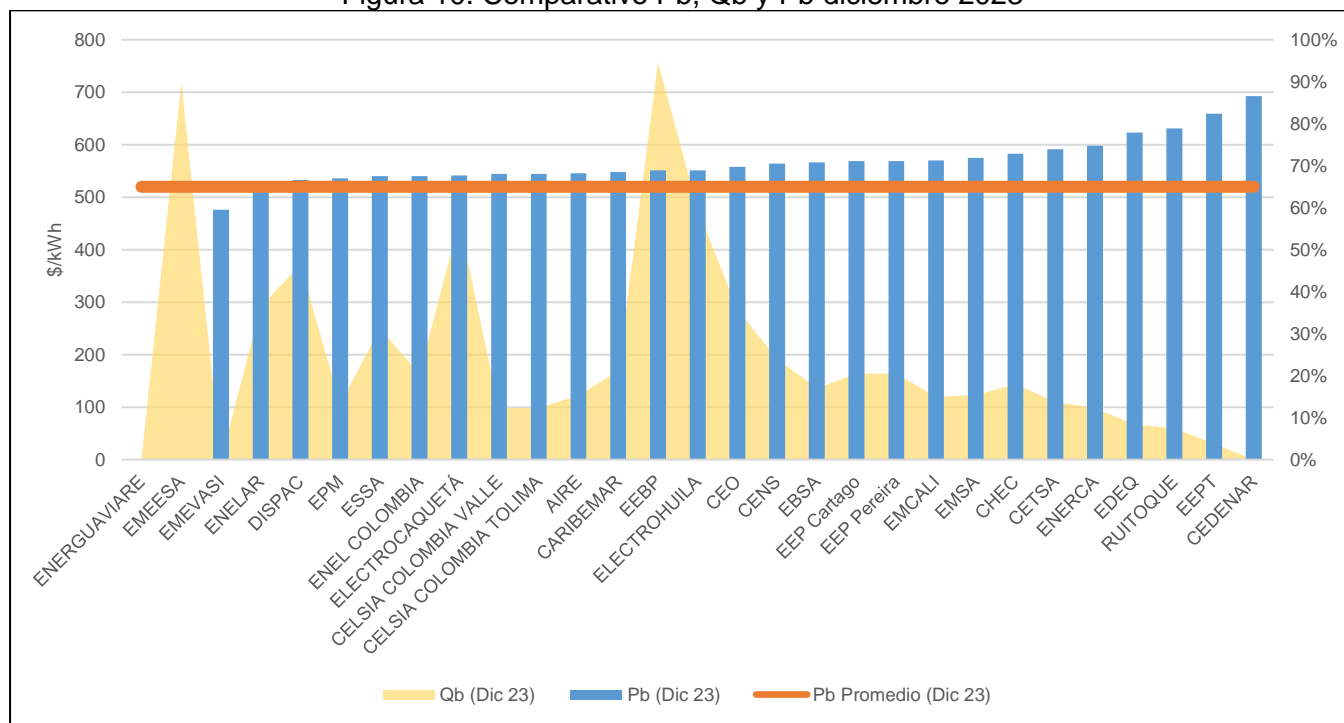
Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb noviembre 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Para el mes de noviembre, se excluyó la información referente a las compras en bolsa de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. para el mes de noviembre de 2024, debido a que presenta inconsistencias que distorsionan el promedio general del valor del Pb.

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb diciembre 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

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

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 8

Tabla 8. Valores G Transitorio 4T

COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	Oct-23	Nov-23	Dic-23
AIRE	0,37	0,40	0,46
CARIBEMAR	0,24	0,37	0,42
CELSIA COLOMBIA	1,37	1,66	1,96
CHEC	2,29	1,97	2,07
CETSA	0,50	0,66	0,86
ESSA	1,49	0,88	1,20
ELECTROHUILA	2,13	2,25	2,17
EMSA	0,70	0,72	0,56
ENELAR	0,39	0,36	0,14
EBSA	1,21	1,15	1,10
ENERCA	0,52	0,63	0,57
EEP	4,41	3,92	3,95
DISPAC	0,30	0,23	0,28
EPM	1,16	1,49	1,04
ENEL COLOMBIA	0,44	0,34	0,87
RUITOQUE	5,08	5,18	4,67
CENS	1,13	1,31	1,19
VATIA	0,50	0,56	0,52
ENERTOTAL	2,63	2,46	1,73
SOL Y CIELO	75,38	103,98	96,39
ENEL X COLOMBIA	0,15	0,26	0,28
BIA ENERGY	0,03	0,02	
EDEQ	1,59	0,37	1,50
EMCALI	0,13	1,24	0,78
CEO	0,21	0,15	0,17

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

4. Componente de Transmisión (T)

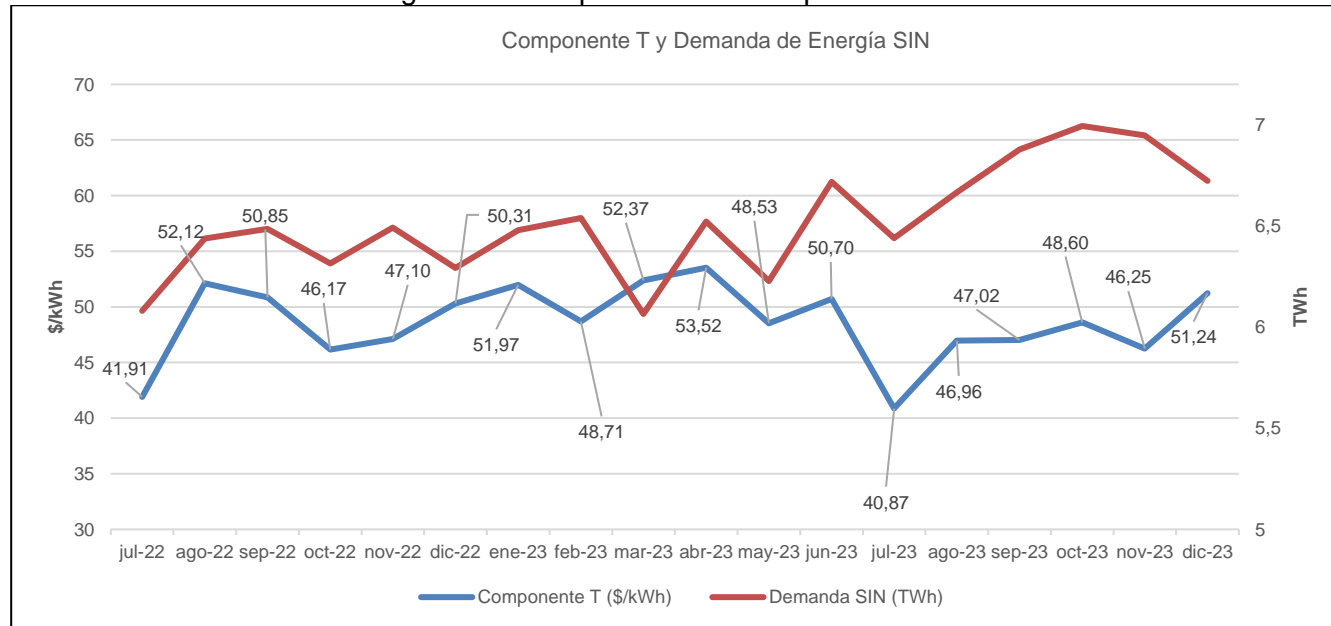
El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas

(LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

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

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

Figura 11. Comportamiento Componente T 4T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en los análisis de los trimestres anteriores, los cuales se mantienen en el presente documento, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor

será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN.

En lo relacionado al tercer trimestre de 2022, el valor del componente de Transmisión para el mes de agosto presentó un aumento de 10,20 \$/kWh alcanzando su máximo de los últimos 8 años, y para el mes de septiembre tuvo una disminución de 1,27 \$/kWh. Respecto del trimestre anterior, presentó un aumento promedio igual a 4,68 \$/kWh equivalente a 10,73%.

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

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

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

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

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

Verificada la información publicada por XM en el enlace “*Liquidación STN – soporte facturación STN*”, se evidenció que los ajustes aplicados en el cuarto trimestre de 2023 se deben a las siguientes causales.

Octubre de 2023

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de la demanda real en el STN.
- Modificación de la energía transportada en el STN.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA y GEB por ajuste en el evento 0000901764 ocasionado por la línea IBAGUE - TULUNI 1 230 kV

Noviembre de 2023

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste sobre los registros de los activos BL1 SAN MARCOS A YUMBO 230 kV y BL1 YUMBO A SAN MARCOS 230 kV.
- Modificación de las compensaciones de TRANSELCA por falla del aplicativo SIO calculando las penalizaciones sobre los registros de los activos BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV y CERROMATOSO - CHINU 3 500 kV
- Modificación de la energía transportada en el STN
- Modificación de la demanda real en el STN.

Diciembre de 2023

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación energía transportada por el STN
- Modificación de las compensaciones de EBSA, INTERCOLOMBIA, CELSIA y GRUPO ENERGÍA DE BOGOTA por ajuste sobre los registros de los activos BL2 PAIPA A SOCHAGOTA 230 kV, BL1 SAN CARLOS A ANCON SUR (ISA) 230 kV, BL2 SAN CARLOS A ANCON SUR (ISA) 230 kV, BL2 MIEL I A PURNIO 230 kV, JUANCHITO CAMPO M030 220 KV y NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV.
- Modificación de la demanda real en el STN.

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para el cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes

de diciembre de 2023 con \$344.801 millones y su menor valor se presentó en el mes de noviembre con un valor de \$325.414 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el tercer trimestre de 2023 cuyo promedio fue de 304.746 millones de pesos.

Por ejemplo, para el cuarto trimestre de 2023, 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 \$40.736 millones, lo que se traduce a una disminución del 21,45% con respecto al trimestre anterior. Así mismo, para el mes de octubre se presentaron pagos asociados a garantías ejecutadas por valor de \$716 millones. 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 cuarto trimestre de 2023².

Octubre de 2023

Tabla 9. Proyectos con retraso octubre 2023

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 337.503.601
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.304.836.041
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 401.934.781

Fuente: XM

Noviembre de 2023

Tabla 10. Proyectos con retraso noviembre 2023

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 04-2014	\$ 19.904.679.385
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 335.459.862
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2018	\$ 4.758.031.196
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 399.500.882

Fuente: XM

Diciembre de 2023

Tabla 11. Proyectos con retraso diciembre 2023

² Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de enero, febrero y marzo de 2023.

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 356.226.410
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2018	\$ 4.513.653.463
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 424.232.103

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de octubre aumentó a 115 millones de kWh y para el mes de noviembre disminuyó hasta llegar a 6.947 millones de kWh, seguido de una nueva disminución para el mes de diciembre de 2023 llegando a 6.722 millones de kWh. Es decir, una disminución del 3,89% con respecto al mes de octubre de 2023.

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

Tabla 12. Cálculo del componente de Trasmisión 4T

		Oct-23	Nov-23	Dic-23
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	353.610.037.588	351.113.480.143	350.391.553.820
B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	226.640.771	225.629.315	223.838.339
C	Otros Conceptos (\$)	10.044.274.423	25.397.671.325	5.294.111.976
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	343.339.122.394	325.490.179.503	344.873.603.505
E	Ingreso a Compensar (\$)	354.432.705	76.179.487	71.645.416
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	342.984.689.689	325.414.000.016	344.801.958.089
G	Energía del SIN (kWh)	6.994.373.245	6.947.126.537	6.722.495.836
H	ΔT (\$/kWh)	-0,437	-0,591	-0,056
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	48,60	46,25	51,24

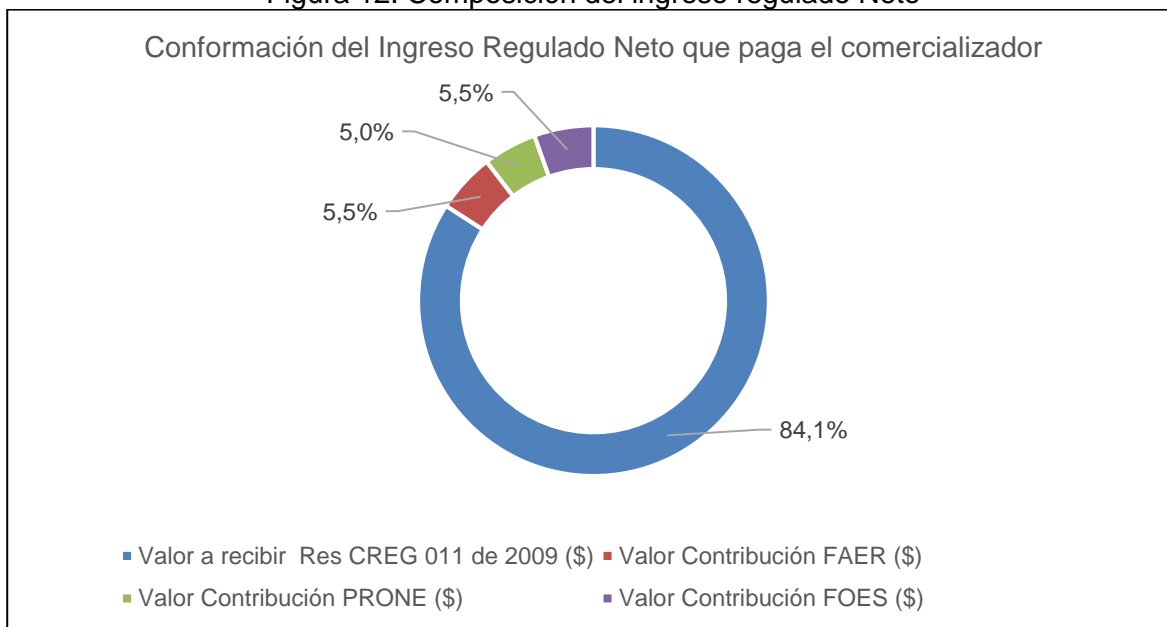
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para este trimestre se resalta que, en el mes de octubre de 2023, el valor del componente de transmisión aumentó en 1,58 \$/kWh con relación al mes de septiembre de 2023. Pasando de 47,02 \$/kWh a 48,60 \$/kWh.

Asimismo, para el mes julio de 2023, los transmisores aumentaron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 26.612 millones de pesos pasando de 326.997 millones a 353.610 millones.

En promedio para el cuarto trimestre de 2023, 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)³ 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

³ ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.
 ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.
 ADD Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C.
 ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado ‘sin ADD’, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁴.

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

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

Ya para este trimestre, el LAC calcula los cargos por uso de 26 operadores de red correspondiente a 28 mercados de comercialización que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: Air-e (Caribe Sol), Caribe Mar de la Costa (Caribe Mar), Celsia Colombia (Celsia Valle del Cauca), Celsia Colombia (Tolima), Chec (Caldas), Cedenar (Nariño), Cens (Norte de Santander), Cetsa (Tuluá), Ceo (Cauca), Essa (Santander), Electrocaquetá (Caquetá), Electrohuila (Huila), Emsa (Meta), Enelar (Arauca), Ebsa (Boyacá), Enerca (Casanare), Eep (Pereira), Eep (Cartago), Edeq (Quindío), Eebp (Bajo

⁴ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena, Caribemar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.

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 13. Componente Distribución 4T

	ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	CENTRO	286,79	298,08	299,40
	OCCIDENTE	277,34	276,75	267,32
	ORIENTE	263,05	261,68	266,43
	SUR	238,79	265,02	259,32
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P	192,94	190,84	190,06
	ENERGUAVIARE SA ESP	206,38	204,05	200,88
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	208,19	207,68	217,19
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	170,46	171,38	183,38

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la Tabla 13, para el cuarto trimestre de 2023, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de diciembre con 299,40 \$/kWh. Los valores de Distribución son calculados y publicados por el LAC de acuerdo con la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado donde se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas, nuevas inversiones y la variable CPROG.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a AIRE S.A.S. E.S.P. igual a 170,46 \$/kWh en el mes de octubre de 2023.

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

Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro

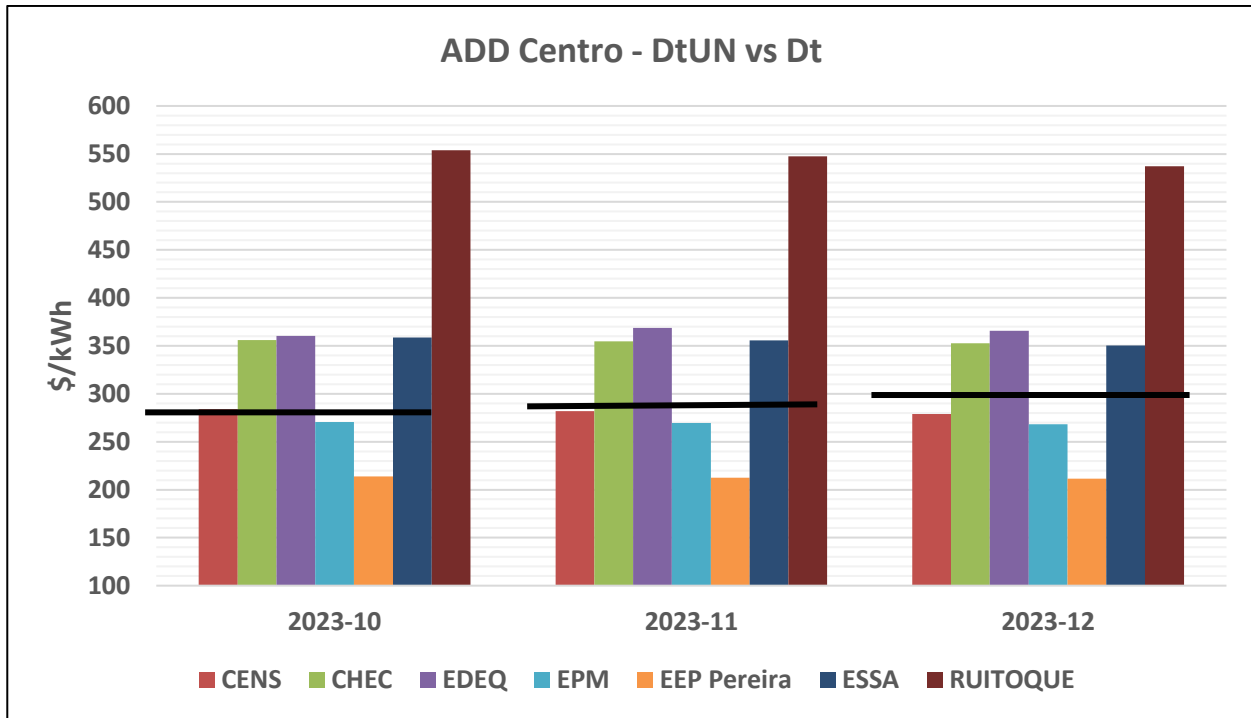


Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente

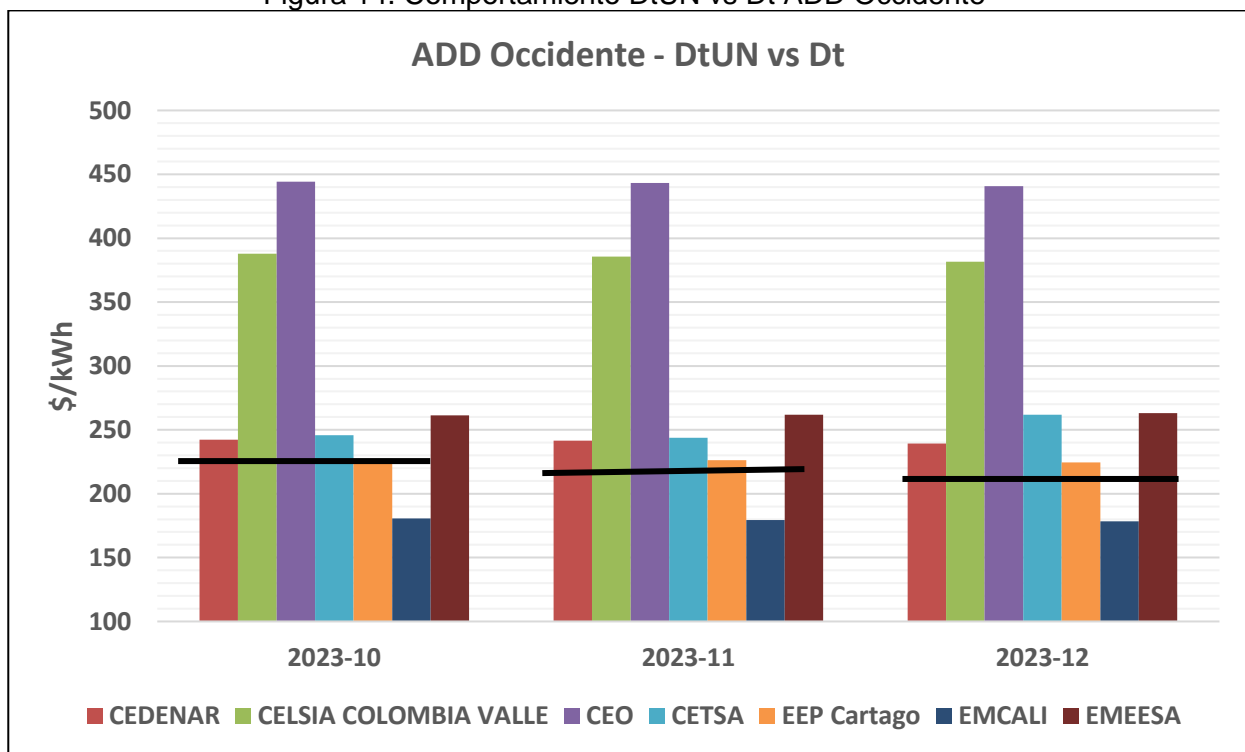


Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente

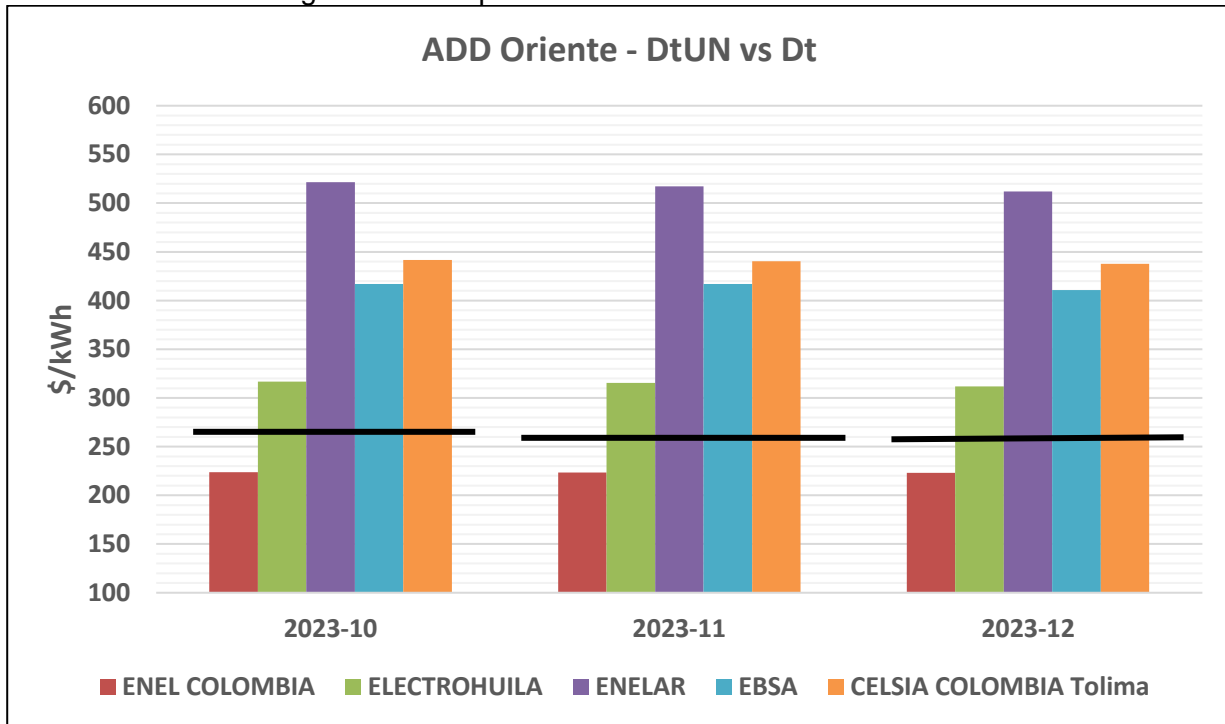
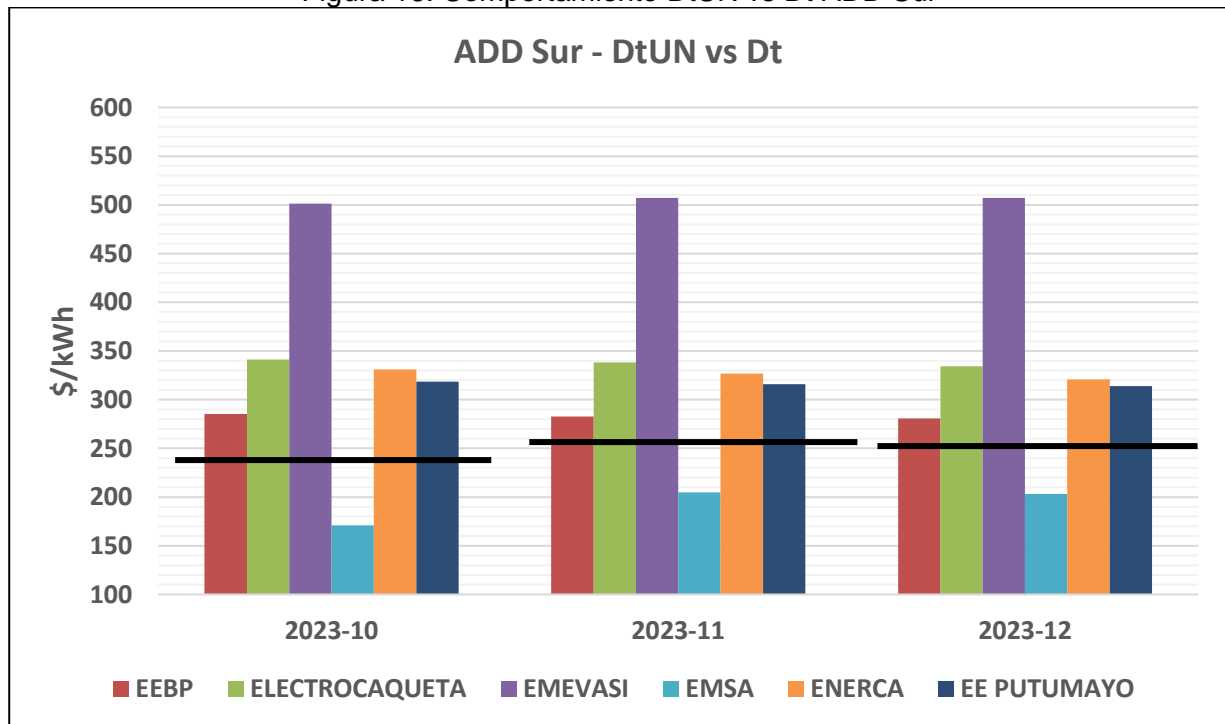


Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



En la Tabla 14, 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 14. Incentivos de calidad media 4T

Operador de Red	MERCADO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
DISPAC	CHOCÓ	1,55	1,56	1,54
EBSA	BOYACÁ	8,72	8,74	8,68
ENELAR	ARAUCA	-15,44	-15,46	-15,36
ESSA	SANTANDER	8,96	8,98	8,92
CENS	NORTE DE SANTANDER	6,42	6,44	6,39
CHEC	CALDAS	3,61	3,61	3,59
EEP (PEREIRA)	PEREIRA	5,19	5,20	5,16
EDEQ	QUINDÍO	7,13	7,14	7,09
EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	-0,01	-0,01	-0,01
CETSA	TULUÁ	-0,26	-0,26	-0,25
EEP (CARTAGO)	CARTAGO	-0,07	-0,07	-0,07
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	TOLIMA	12,34	12,36	12,27
ELECTROHUILA	HUILA	-1,20	-1,19	-1,18
ELECTROCAQUETA	CAQUETÁ	-10,64	-10,66	-10,58
CEO	CAUCA	7,87	7,88	7,83
CEDENAR	NARIÑO	-0,93	-0,93	-0,92
EMSA	META	1,36	1,35	1,35
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	6,19	6,20	6,16
EMEESA	POPAYÁN-PURACÉ	-4,93	-4,93	-4,90
RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CARIBEMAR	CARIBE MAR	3,62	3,63	3,60
AIR-E	CARIBE SOL	5,08	5,09	5,06
EEPSAESP	PUTUMAYO	-12,29	-12,31	-12,22
CELSIA COLOMBIA (VALLE DEL CAUCA)	VALLE DEL CAUCA	15,65	15,68	15,57
E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	-11,60	-11,62	-11,54
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-1,17	-1,18	-1,17
ENERCA	CASANARE	-13,79	-13,81	-13,72
EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	1,42	1,42	1,41

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 ($IngPC_{ORj}$) 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 cuarto trimestre de 2023 (octubre, noviembre y diciembre).

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 OR_j para el mes de octubre de 2023, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de agosto de 2023.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el cuarto trimestre del año 2023 de la siguiente manera:

$$IngPC_{OR_j} = \frac{\overline{IngOR_j_{TIV}(NT_1)}}{\overline{No. _ de _ usuarios_{OR_j_{TIV}(NT_1)}}$$

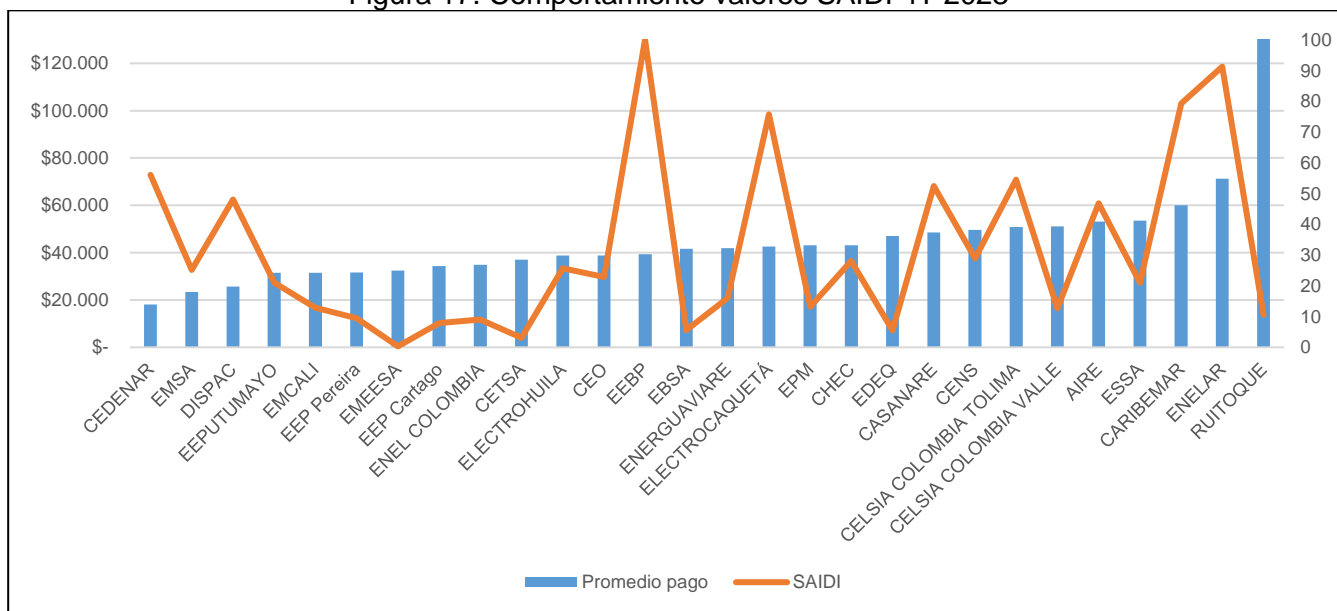
Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TIV}(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el cuarto trimestre del año 2023 en nivel de tensión 1.
- $\overline{No. _ de _ usuarios_{OR_j_{TIV}(NT_1)}}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del cuarto trimestre del año 2023.

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.

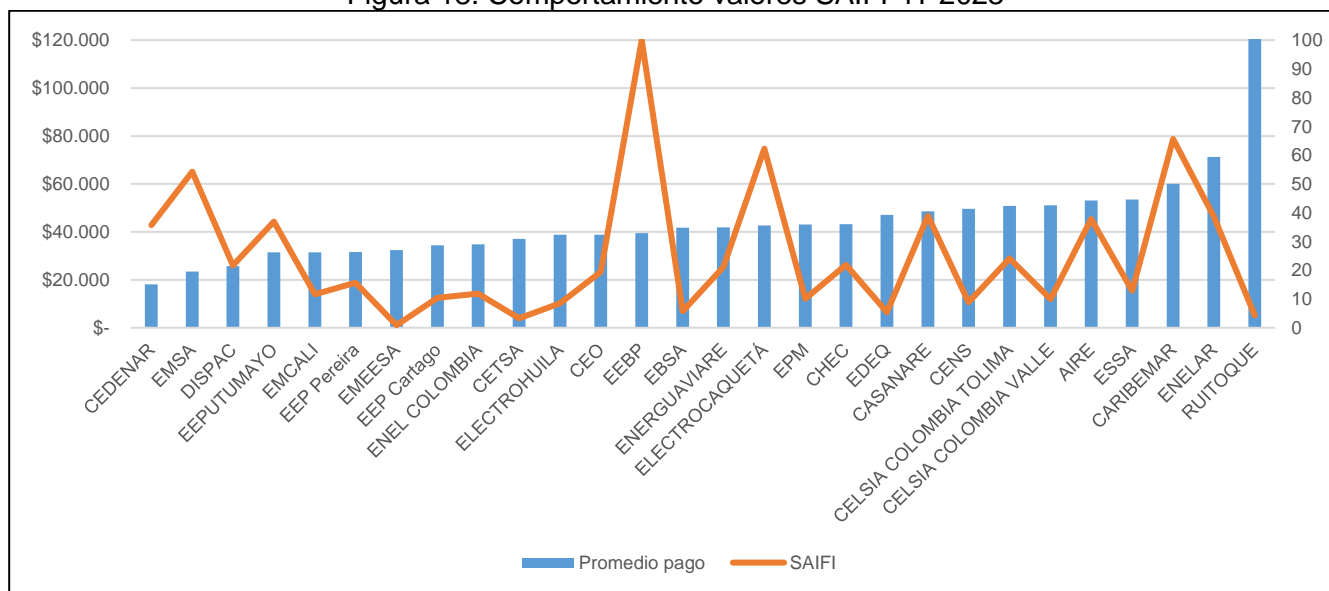
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 4T 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 4T 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En general, se espera que a menor ingreso per cápita vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; por lo anterior puede evidenciarse a la empresa RUITOQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 173,104) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 10,46 y 4,32 y que equivalen a 9,88 horas y 3,35 veces respectivamente, y a la empresa CEDENAR con el ingreso por usuario más bajo (\$ 18.068) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 56,06 y 35,69 y que equivalen a 52,95 horas y 27,67 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 EEBP con un valor de 94,44 horas y 77,52 veces con un ingreso por usuario de \$39.41.

De igual manera, en la Tabla 15 se resaltan las empresas con los indicadores SAIDI más altos en el trimestre y su SAIFI asociado.

Tabla 15. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
EEBP	94,44	77,52	39.409
ENELAR	86,14	30,00	71.314
CARIBEMAR	74,85	50,84	60.023
ELECTROCAQUETÁ	71,50	48,23	42.640
CEDENAR	52,95	27,67	18.068

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 \$41.300.

Sistema de Transmisión Regional STR

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

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

En la Tabla 16, 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 16. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte

			oct-23	nov-23	dic-23
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	64.219.138.622	64.331.536.617	74.422.496.095
	B	Compensación total - CAL (COP)	712.457.141	127.409.028	481.302.201
	C	Compensación total - PPA (COP)	3.087.685.804	2.461.489.133	0
	C	Compensación total - VTG (COP)	0	0	0
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	60.418.995.677	61.742.638.457	73.941.193.894
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.766.260.406	1.714.809.767	1.661.305.373
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,027054998	-0,007182382	0,428272595
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	34,23	36,00	44,94

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el cuarto trimestre de 2023, en el STR Norte se evidencia un aumento en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 3,33 \$/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 octubre de 2023 un aumento de 1.433 millones, de 112 millones para el mes de noviembre y de 10.090 millones en el mes de diciembre.

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

Tabla 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Centro-Sur

			oct-23	nov-23	dic-23
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	153.536.787.424	152.405.966.535	151.349.440.926

			oct-23	nov-23	dic-23
B	Compensación total - CAL (COP)		598.017.122	1.315.478.731	578.794.286
C	Compensación total - PPA (COP)		213.353.063	213.726.480	212.244.861
C	Compensación total - VTG (COP)		716.387.896	0	0
A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)		152.725.417.238	150.876.761.325	150.558.401.779
E	ENERGÍA DEL STR (kWh)		4.475.918.946	4.516.572.325	4.385.455.053
F	ΔSTR (\$/kWh)		0,000169979	-0,020047778	-0,031353178
(D/E)) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)		33,96	33,39	34,30

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR NORTE, en la Tabla 17 se muestra el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR el cual aumentó en un 1,53 \$/kWh para el mes de octubre, y disminuyó en 0,57 \$/kWh para el mes de noviembre, seguido de un aumento de 0,91 \$/kWh para el mes de diciembre.

Asimismo, se evidencia que el para el cuarto trimestre fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de EMSA tal como se muestra en las tablas Tabla 18, Tabla 19 y Tabla 20.

Octubre 2023

Tabla 18. Proyectos compensados por PPA octubre 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	213.353.063,00
GENM	PPA	UPME STR 13-2015 Subestación La Loma 110 kV	2.457.188.498,00
DEGM	PPA	UPME STR 10-2018 Subestación Guatapurí 110 kV	630.497.305,62

Fuente: Reportes XM

Noviembre 2023

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA noviembre 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EEBD - GEB SA ESP	PPA	UPME STR 13-2015 Subestación La Loma 110 kV	2.461.489.132,84
EMSD - EMSA	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	213.726.479,51

Fuente: Reportes XM

Diciembre 2023

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA diciembre 23

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.	212.244.861,00

Fuente: Reportes XM

6. Componente de Comercialización (C)

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

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas comercializadoras integradas al operador de red, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

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

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas el eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada es calculada como se ha indicado en este documento, dando como resultado un valor de \$ 4.070,15 \$/USD\$.

Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 10,43% respecto al tercer trimestre de 2023 pasando de 82,44 \$/kWh a 91,04 \$/kWh. El menor valor registrado

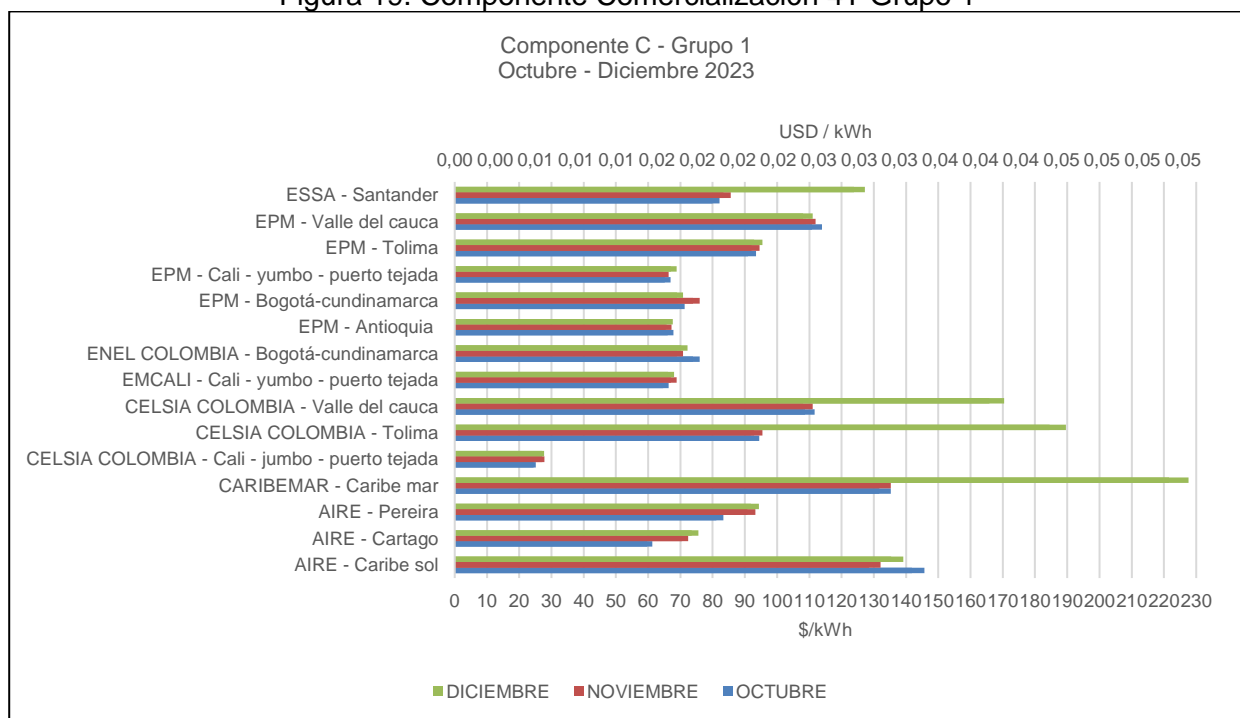
en el componente de comercialización fue para CELSIA COLOMBIA para el mercado Cali, jumbo, puerto tejada, con un valor igual a 24,49 \$/kWh, en el mes de octubre. Por otro lado, el mayor valor lo registró CARIBEMAR mercado Caribe Mar, con 221,56 \$/kWh, en el mes de diciembre. Ver Tabla 21

Tabla 21. Componente Comercialización 4T Grupo 1

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE - Caribe sol	141,85	128,53	135,39
AIRE - Cartago	59,68	70,49	73,54
AIRE - Pereira	81,10	90,80	91,83
CARIBEMAR - Caribe mar	131,70	131,70	221,56
CELSIA COLOMBIA - Cali - jumbo - puerto tejada	24,49	27,11	27,03
CELSIA COLOMBIA - Tolima	91,90	92,87	184,57
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	108,66	108,05	165,90
EMCALI - Cali - yumbo - puerto tejada	64,62	67,02	66,18
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	73,93	68,92	70,27
EPM - Antioquia	66,05	65,46	65,81
EPM - Bogotá-Cundinamarca	69,40	73,93	68,92
EPM - Cali - yumbo - puerto tejada	65,14	64,62	67,02
EPM - Tolima	90,96	92,03	92,87
EPM - Valle del cauca	110,83	108,98	108,05
ESSA - Santander	79,99	83,36	123,80

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 4T Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 2

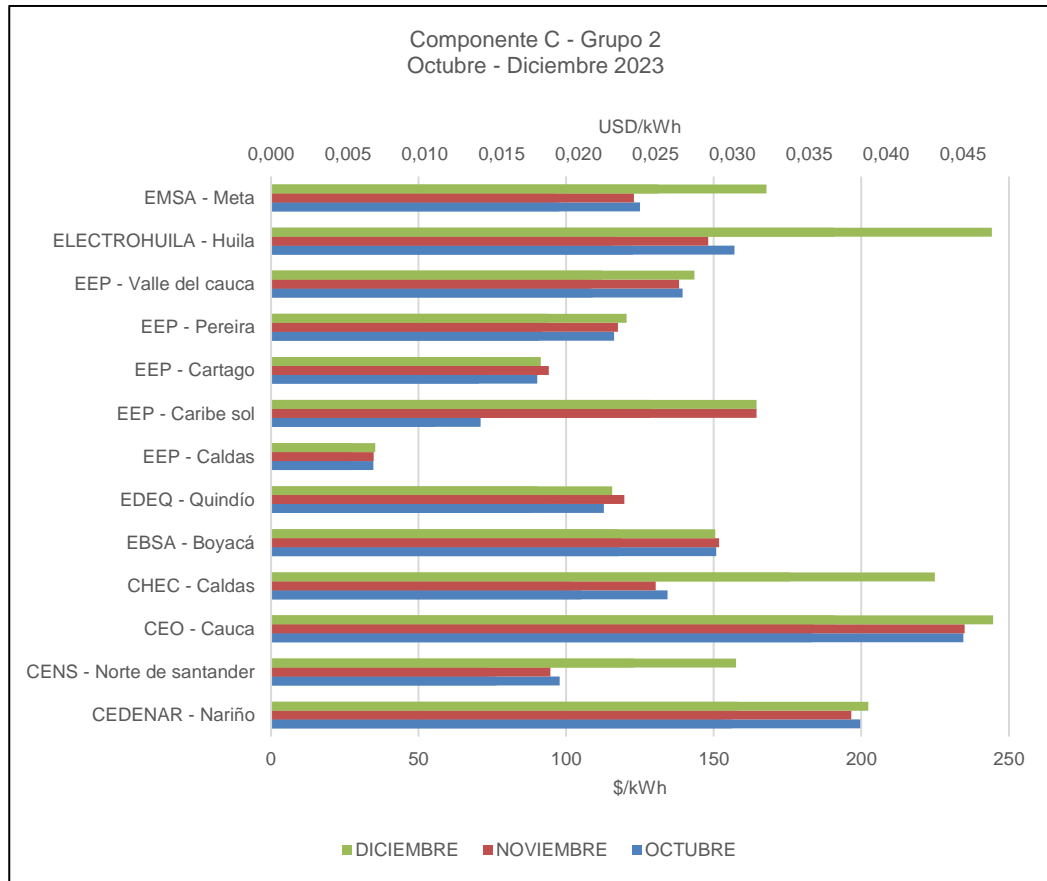
El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 109,68 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2023, estando por debajo del promedio del tercer trimestre de 2023 en 7,3%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por EEP para el mercado Caldas, en el mes de octubre con un valor igual a 27,06 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en el mes de diciembre, con un valor de 191,18 \$/kWh. Ver Tabla 22

Tabla 22. Componente Comercialización 4T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR - Nariño	155,98	153,66	158,09
CENS - Norte de Santander	76,38	73,95	123,10
CEO - Cauca	183,31	183,64	191,18
CHEC - Caldas	105,00	101,85	175,72
EBSA - Boyacá	117,84	118,60	117,59
EDEQ - Quindío	88,13	93,55	90,27
EEP - Caldas	27,06	27,19	27,55
EEP - Caribe sol	55,51	128,53	128,53
EEP - Cartago	70,49	73,54	71,39
EEP - Pereira	90,80	91,83	94,14
EEP - Valle del cauca	108,98	108,05	112,06
ELECTROHUILA - Huila	122,65	115,74	190,86
EMSA - Meta	97,67	96,06	131,19

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Componente Comercialización 4T Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el cuarto trimestre de 2023 de 101,25 \$/kWh, 9% por encima con respecto al trimestre anterior. Para el mes de octubre de 2023 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 22,70 \$/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 octubre de 2023 para la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 170,14 \$/kWh. Ver Tabla 23

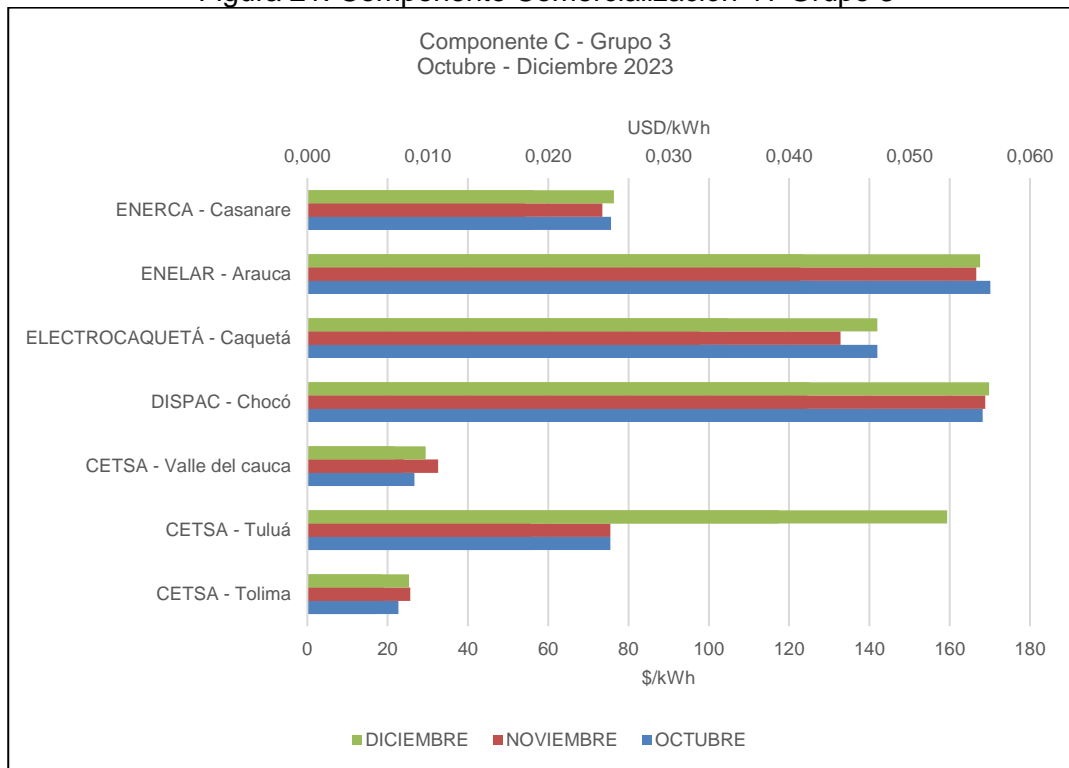
Tabla 23. Componente Comercialización 4T Grupo 3

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA - Tolima	22,70	25,66	25,28
CETSA - Tuluá	75,49	75,45	159,40
CETSA - Valle del cauca	26,70	32,54	29,45
DISPAC - Chocó	168,19	168,89	169,79
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	141,96	132,85	142,02

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ENELAR - Arauca	170,14	166,65	167,59
ENERCA - Casanare	75,60	73,52	76,38

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 4T Grupo 3



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 4

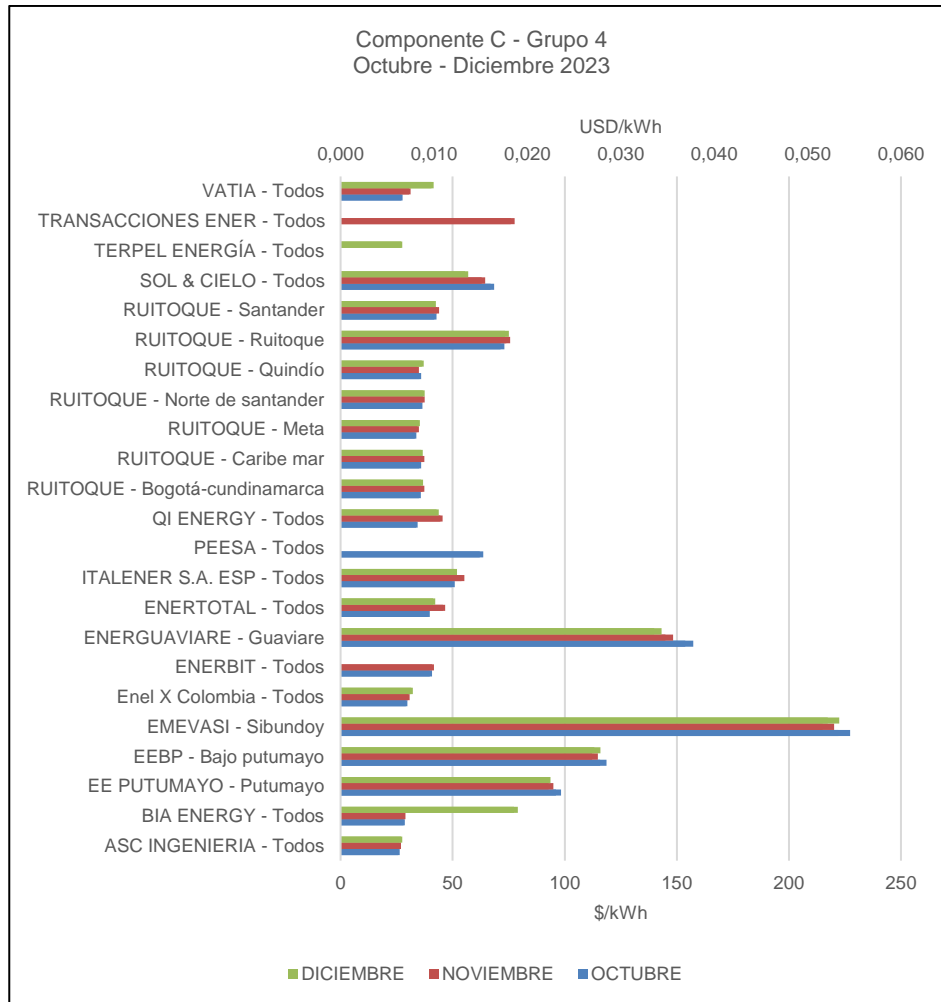
Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las Empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Peesa S.A. E.S.P., Asc Ingeniería S.A.S. E.S.P., QI Energy S.A.S. E.S.P., Sol & Cielo., BIA Energy, Enel X Colombia, TERPEL ENERGÍA S.A. ESP, ITALENER S.A. ESP, Transacciones Energéticas S.A.S y Enerbit, fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos. Ver Tabla 24.

Tabla 24. Componente Comercialización 4T Grupo 4

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	25,72	26,25	26,95
BIA ENERGY - Todos	28,05	28,20	77,31
EE PUTUMAYO - Putumayo	96,09	92,74	91,44
EEBP - Bajo putumayo	115,82	112,17	113,19
EMEVASI - Sibundoy	222,11	215,09	217,31
Enel X Colombia - Todos	29,05	30,07	31,52
ENERBIT - Todos	39,82	40,75	
ENERGUAVIARE - Guaviare	153,75	144,85	139,89
ENERTOTAL - Todos	38,86	45,60	41,18
ITALENER S.A. ESP - Todos	49,72	53,89	50,75
PEESA - Todos	62,11	66,74	65,92
QI ENERGY - Todos	33,60	44,50	42,77
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	34,96	36,48	35,97
RUITOQUE - Caribe mar	35,06	36,45	35,87
RUITOQUE - Meta	33,05	34,19	34,54
RUITOQUE - Norte de Santander	35,71	36,70	36,62
RUITOQUE - Quindío	35,17	34,19	36,16
RUITOQUE - Ruitoque	71,41	73,93	73,37
RUITOQUE - Santander	41,81	42,93	41,54
SOL & CIELO - Todos	66,90	62,98	55,56
TERPEL ENERGÍA - Todos			26,91
TRANSACCIONES ENER - Todos		75,92	
VATIA - Todos	27,04	30,48	40,53

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 22. Componente Comercialización 4T Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 61,82 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2023. 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 25,72 \$/kWh en el mes de octubre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de octubre para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A., con un valor igual a 222,11 \$/kWh.

Ahora bien, es importante reiterar lo señalado en el capítulo de actualidad tarifaria de este documento, en el cual se indicó que en diciembre se registró un incremento en el valor del componente C. Esto se debe a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 028 de 2023, que transforma los saldos acumulados en la variable COT, con el objetivo de mantener la misma

senda de costos unitarios que los usuarios venían pagando, pero eliminando por completo la acumulación de dichos saldos. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador según la fórmula establecida por la regulación y luego el CAC, se encarga de calcular un COT de mercado que es el que se aplica por todos los comercializadores dependiendo del mercado. El valor resultante de esta aplicación se suma al componente de comercialización del costo unitario de prestación del servicio, lo que genera un impacto significativo en su valor.

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

Tabla 25. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ⁵
Air-e S.A.S. E.S.P.	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	C-OR
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía del Casanare SA ESP	C-OR
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	C-OR
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	C-OR
Empresas Públicas de Medellín - EPM	C-OR
Enel Colombia S.A. E.S.P.	C-OR
QI Energía SAS ESP	C
Vatia S.A. E.S.P.	C

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Tabla 26. Listado de Comercializadores no acogidos al COT

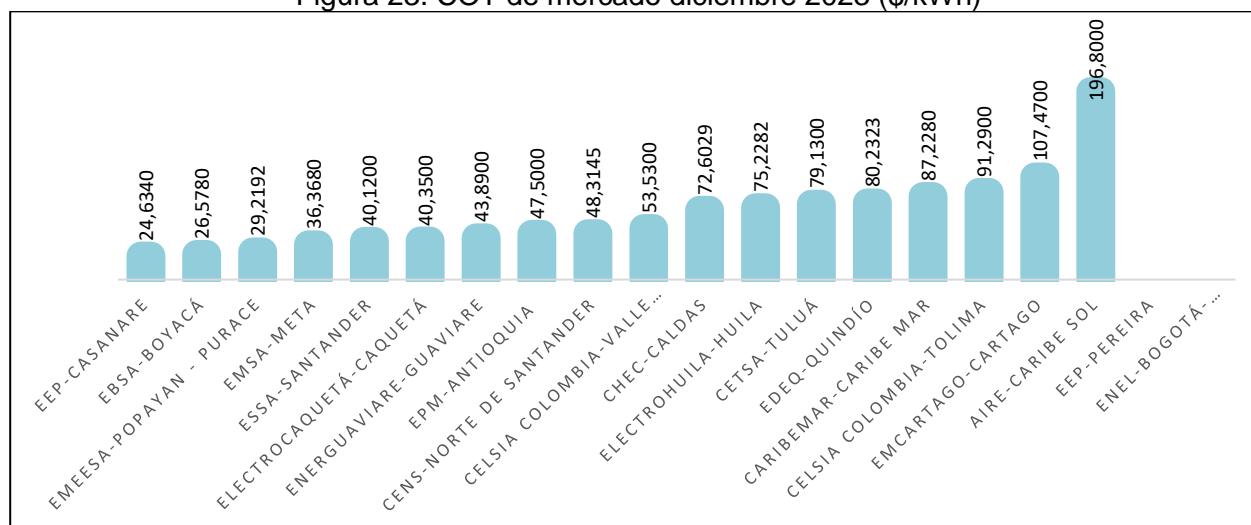
⁵ C-OR: Comercializadores Integrados al OR
C: Comercializadores puros

Agente	Tipo (C-OR/C) ⁶
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 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 diciembre 2023 (\$/kWh)



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la gráfica anterior, se identifica que, si bien los comercializadores se acogieron a la aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023, no todos iniciaron con su aplicación en el mes de diciembre de 2023. Vale la pena resaltar que publicó COT para el mercado Caribe Sol en el mes de diciembre de 2023 pero AIR-e solo inició con su aplicación hasta el mes de enero de 2024.

⁶ C-OR: Comercializadores Integrados al OR
C: Comercializadores puros

7. Componente de Pérdidas (PR)

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

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

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

En ese orden de ideas, en la Tabla 27 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 27. Componente de Pérdidas (PR) 4T

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	CARIBE SOL	209,28	210,25	209,43
CARIBEMAR	CARIBE MAR	173,54	173,73	176,57
CEDENAR	NARIÑO	65,98	56,47	57,29
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	100,35	100,13	97,36
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	69,20	68,98	67,75
CENS	NORTE DE SANTANDER	85,07	84,32	86,44
CEO	CAUCA	86,12	85,27	86,75
CETSA	TULUÁ	63,69	63,25	60,60
CHEC	CALDAS	68,83	68,34	68,96
DISPAC	CHOCÓ	67,33	66,91	68,14
EBSA	BOYACÁ	81,46	80,38	81,85
EDEQ	QUINDÍO	68,08	67,37	65,96
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	91,27	97,78	87,78
EEBP	BAJO PUTUMAYO	53,83	53,23	54,38

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EEP	CARTAGO	100,87	100,54	100,82
EEP	PEREIRA	67,56	67,26	67,55
ELECTROHUILA	HUILA	77,78	77,12	78,52
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	72,52	71,81	73,47
EMEVASI	SIBUNDOY	55,40	55,16	56,63
EMSA	META	68,96	67,74	69,27
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	71,89	71,33	71,91
ENELAR	ARAUCA	57,24	56,50	57,91
ENERCA	CASANARE	85,83	86,83	87,97
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	45,01	44,48	45,45
EPM	ANTIOQUIA	73,61	72,50	72,03
ESSA	SANTANDER	79,83	78,92	79,78
RUITOQUE	RUITOQUE	65,14	59,64	60,70
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	71,51	71,12	72,49
AIRE	RESTO	67,59	67,19	67,75
CELSIA COLOMBIA	RESTO	68,49	68,30	68,00
CETSA	RESTO	83,02	82,43	78,79
EEP	RESTO	118,05	117,91	112,12
EPM	RESTO	64,11	63,46	64,75
RUITOQUE	RESTO	95,55	81,01	89,07
ASC INGENIERIA	TODOS	61,40	63,06	65,21
BIA ENERGY	TODOS	94,16	91,44	92,73
Enel X Colombia	TODOS	88,14	86,73	87,98
ENERBIT	TODOS	99,25	98,94	
ENERTOTAL	TODOS	143,85	113,49	116,56
PEESA	TODOS	90,75	78,25	74,02
QI ENERGY	TODOS	198,44	186,34	131,48
SOL & CIELO	TODOS	208,05	218,87	217,49
VATIA	TODOS	86,05	84,15	89,81
ITALENER S.A. ESP	TODOS	98,69	98,09	99,26
TRANSACCIONES ENER	TODOS		95,97	
TERPEL ENERGÍA	TODOS			113,76

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó ENERGUAVIARE en el mes de noviembre de 2023 con 44,48 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de noviembre de 2023 para la empresa SOL & CIELO con 218,87 \$/kWh en promedio para todos los mercados atendidos.

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

mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

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

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

Ahora bien, aclarado lo anterior, en la Tabla 28 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 28. CAP por OR existentes

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
123-2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756	A
148-2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697		\$ 10.722.816.697	A
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	A
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473		\$ 6.763.754.473	A
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869		\$ 6.589.880.869	A
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543	A
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455		\$ 1.350.754.455	A
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443		\$ 5.240.552.443	S
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440	A
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962	S
027-2021	ELECTROCAQUETÁ	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488	A
140-2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349	S
157-2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504		\$ 7.088.747.504	N/A
193-2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634		\$ 2.644.569.634	N/A
122-2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528		\$ 39.973.464.528	N/A
004-2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217		\$ 453.982.217	N/A

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
158-2019	ESSA	NO	\$ 8.015.441.240		\$ 8.015.441.240	N/A
139-2021	EMSA	NO	\$ 7.297.802.102		\$ 7.297.802.102	N/A
199-2020	ENELAR	NO	\$ 91.853.750		\$ 91.853.750	N/A
119-2020	EBSA	NO	\$ 2.677.470.146		\$ 2.677.470.146	N/A
020-2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277		\$ 1.672.018.277	N/A
017-2021	EPUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651		\$ 63.093.651	N/A
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795		\$ 31.852.970.795	N/A
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0		\$ 0	N/A
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000		\$ 3.028.500.000	N/A

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

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

Finalmente, en la Tabla 29 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 cuarto trimestre de 2023:

Tabla 29. valores CPROG 4T

Operador de Red	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIR-E	19,21	19,36	19,01
CARIBEMAR	6,00	5,99	5,91
CEDENAR	12,79	3,45	3,45
CENS	3,67	3,69	3,66
CEO	7,83	7,81	7,86
CETSA	3,36	3,37	3,35
CHEC	6,88	6,94	6,94
DISPAC	10,28	10,32	10,29
E.E.B.P.	2,90	2,91	2,91
EBSA	1,18	1,18	1,18
EDEQ	5,29	5,32	5,33
EE.PP.M.	5,29	5,31	5,29
EEPSAESP	1,04	1,04	1,04
ELECTROCAQUETA	1,29	1,30	1,29
ELECTROHUILA	7,55	7,61	7,53
EMCALI EICE ESP	4,59	4,61	4,60
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	5,00	4,99	5,02
ENEL COLOMBIA	4,27	4,31	4,30
ENELAR	0,15	0,15	0,15
ENERCA	16,38	17,94	17,79
ENERGUAVIARE	5,31	5,40	5,45
ESSA	3,85	3,86	3,85
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA) TOLIMA	7,72	7,75	7,75
CELSIA COLOMBIA (CELSIA-VALLE DEL CAUCA)	4,76	4,78	4,79
EEP (PEREIRA)	7,35	7,40	7,38
EEP (CARTAGO)	3,75	3,78	3,78

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

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 cuarto trimestre de 2023, corresponden al 115,56% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 15,56%.

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

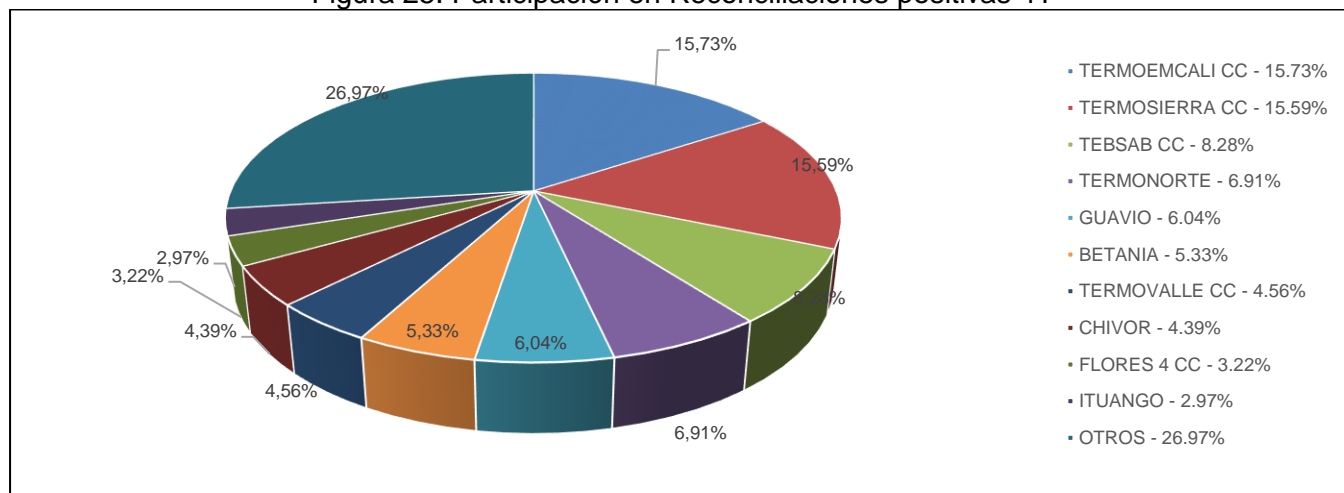
Figura 24. Formula restricciones

Reconciliación Positiva
más (+)
Servicio_AG
menos (-)
Reconciliación Negativa
menos (-)
Responsabilidad Comercial AGC
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 septiembre, octubre y noviembre de 2023.

Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 4T



*CC: Ciclo combinado

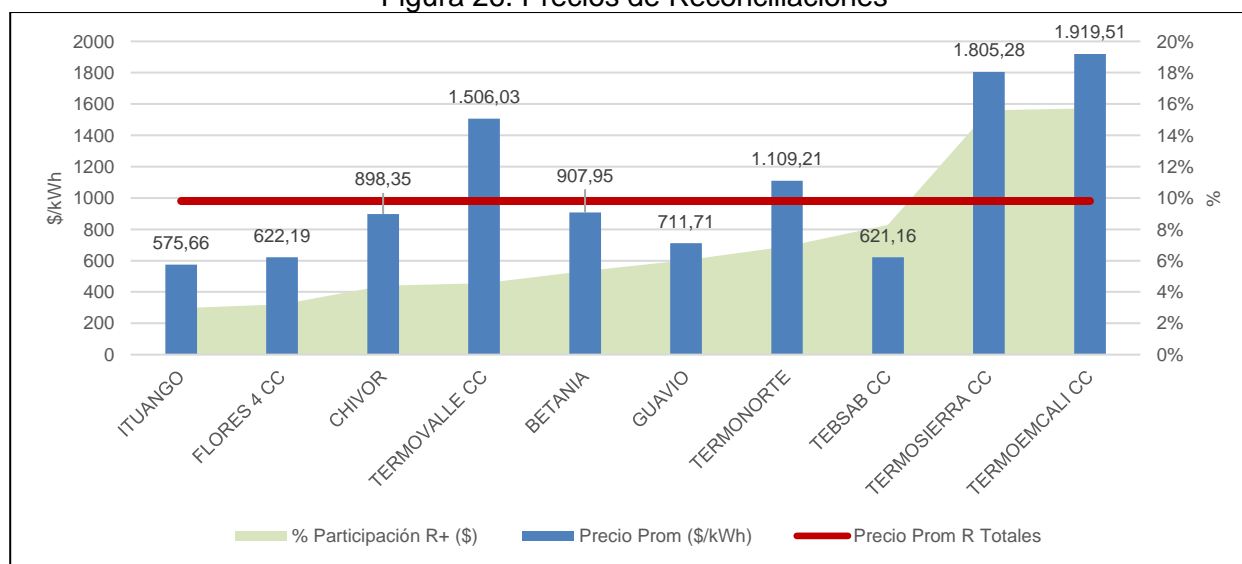
Fuente: Reportes XM

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer trimestre de 2023, se presentó una variación en la participación de los agentes; a manera de ejemplo para este trimestre el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 15,73% de las mismas fue TERMOEMCALI CC, valor superior a la participación del trimestre anterior aumentando en 15,72 puntos porcentuales.

Asimismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por reconciliaciones positivas para el periodo septiembre, octubre y noviembre de 2023. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

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

Figura 26. Precios de Reconciliaciones



*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

Para el cuarto trimestre de 2023, dentro del ranking de los diez generadores con mayor reconciliación positiva, se encuentra que, el recurso con mayor participación corresponde a TERMOEMCALI CC con 15,73% con un precio promedio de 1.919,51 \$/kWh, el cual se encuentra por encima del precio promedio de 980,93 \$/kW; mientras que, ITUANGO es el generador con participación más baja (2,97%) y con el precio promedio igual a 575,66 \$/kWh.

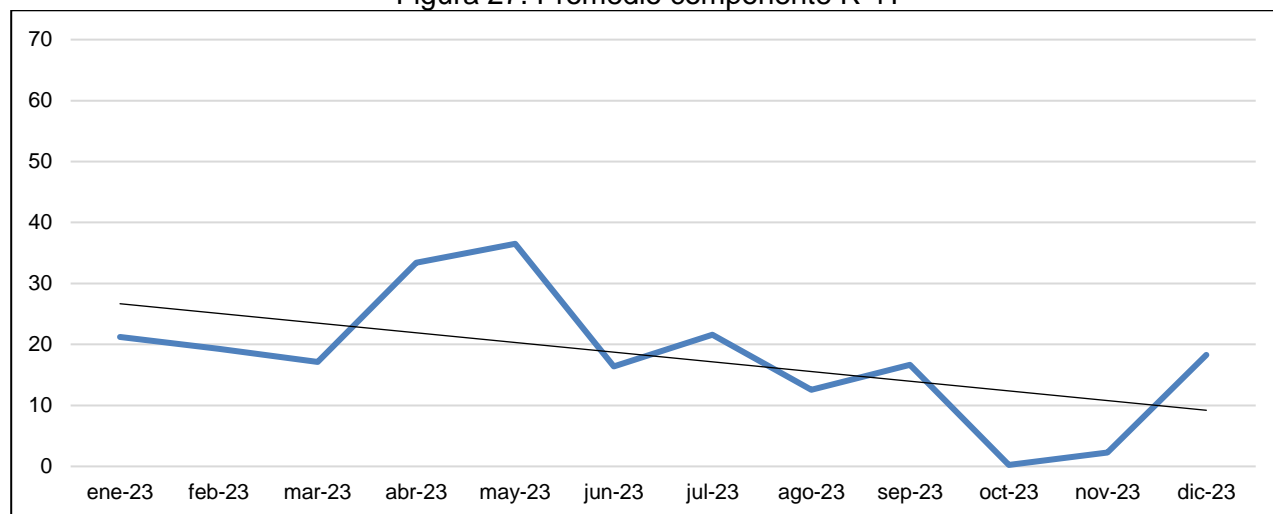
El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 980,93 \$/kWh, presentando un aumento del 44,25% correspondiente a 300,92 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 680,02 \$/kWh.

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

Para el cuarto trimestre de 2023, se evidenció una disminución con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 6,95 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para septiembre, octubre y noviembre de 2023.

Figura 27. Promedio componente R 4T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 30. Promedio componente R 4T

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
ene-23	21,22
feb-23	19,26
mar-23	17,12
abr-23	33,43

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
may-23	36,51
jun-23	16,39
jul-23	21,58
ago-23	12,58
sep-23	16,68
oct-23	0,24
nov-23	2,29
dic-23	18,31

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 13,52% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 48.825 millones de pesos en el trimestre. Asimismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” que alcanzó un valor de 5 millones en el trimestre.

Desde el segundo trimestre de 2021, específicamente para el mes de mayo de 2021, se inició con la inclusión de un nuevo concepto relacionado con la Resolución CREG 207 de 2020, el cual reconoce el esquema para adelantar la auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de gas combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores, el cual para este trimestre presentó un valor de 143 millones de pesos.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 0,02% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Resolución CREG 060 de 2019, que corresponde a la modificación realizada por la Comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, presentó un valor de 1.215 millones de pesos, lo que representa una participación de 7,20% de los alivios trasladados a la demanda. Se resalta que para este trimestre se cuenta con alivio por concepto de ejecución de garantías de los alivios a las restricciones por valor de 12.511 millones de pesos.

Adicionalmente para el cuarto trimestre de 2023, se presentó un valor de 985 millones de pesos por concepto de Alivio por CIOEF. De otra parte, de acuerdo con lo establecido en el numeral iii del artículo 9 de la Resolución CREG 05 de 2010 que indica que en caso de que 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 Cogeneradores, la diferencia entre el Precio de Bolsa y el precio de escasez ponderado se recaudará y será aplicada como un menor valor del costo de las restricciones asignado a cada comercializador que atiende la Demanda Total Doméstica en proporción de su Demanda Comercial, razón por la cual para este trimestre presentó un valor de 742 millones de pesos.

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 1.424 millones de pesos, con una participación del 8,44% en los alivios a las restricciones asignadas.

En la Tabla 31 se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el cuarto trimestre de 2023 y corresponde a los meses septiembre, octubre y noviembre de 2023.

Tabla 31. Detalles del cálculo Restricciones 4T

Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	312.198.096.006
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	5.329.271
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas térmicas precios gas (\$)	143.275.998
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	48.825.593.754
Total Restricciones asignadas	361.172.295.029
Rentas de congestión (\$)	3.488.448
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	985.406.356
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	12.511.497.191
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	1.215.335.603
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	742.247.840
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
ALIVIO Autogeneradores CREG 024/2015 en \$	1.424.020.969
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	16.881.996.407
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	344.290.298.622

Fuente: Reportes XM

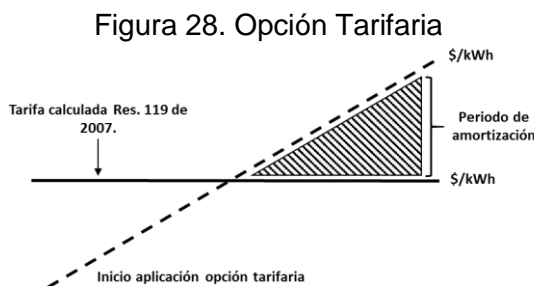
9. Opción Tarifaria

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

La Opción Tarifaria es una metodología que permite voluntariamente al comercializador modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) calculado bajo la metodología general definida a través de la Resolución CREG 119 de 2007 (de ahora en adelante CU_119) cuando éste presente incrementos súbitos que podrían afectar al usuario final; es decir, que ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado o cambios regulatorios.

En este sentido, al modificar el CU_119 que corresponde al costo económico eficiente que debe cobrarse al usuario final regulado por uno menor, el comercializador deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU menor obtenido de la metodología de la opción tarifaria (de ahora en adelante CU_012⁷). 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:



Fuente: Elaboración DTGE

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

⁷ 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.

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).

Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Resolución CREG 012 de 2020, para este cuarto trimestre de 2023, 29 comercializadores, continuaron aplicando la senda de Opción tarifaria. Sin embargo, para el mes de diciembre, muchos de estos comercializadores

dejaron de aplicar esta opción gracias al COT. En el Anexo 1. “Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)” se pueden evidenciar los nombres de las empresas que se encuentran en Opción Tarifaria, así como la comparación del CU resultado de la Resolución CREG 119 de 2007 y el de la Resolución CREG 012 de 2020.

En la Tabla 32, 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 de los comercializadores de energía con corte a noviembre o diciembre de 2023, de los comercializadores que se acogieron a la modificación de la que trata la Resolución CREG 101 028 de 2023.

Tabla 32. Saldos acumulados 4T 2023. Todos los NT. Empresas acogidas al COT

COMERCIALIZADOR	Saldo Acumulado (\$)	Fecha de Reporte
AIR-E	830.453.817.400	dic-23
AFINIA	1.681.267.964.298	nov-23
CELSIA COLOMBIA - VALLE	104.581.747.575	nov-23
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	352.209.154.294	nov-23
CHEC	139.384.187.073	nov-23
CEDENAR	97.084.491.287	dic-23
CENS	179.621.220.370	nov-23
CETSA	16.820.911.789	nov-23
ESSA	137.275.779.005	nov-23
ELECTROCAQUETA	36.714.166.594	dic-23
ELECTROHUILA	59.744.612.971	nov-23
EMSA	94.347.593.909	nov-23
EBSA	62.851.582.742	dic-23
ENERCA	44.840.159.480	dic-23
EEP - Cartago	5.262.778.217	dic-23
EEP - Pereira	142.776.056	dic-23
EDEQ	69.354.606.124	dic-23
EMEVASI	3.798.407.857	dic-23
ENERGUAVIARE	15.244.464.440	dic-23
EPM	700.114.733.534	dic-23
ENEL COLOMBIA	383.188.184.562	dic-23
QI ENERGY	3.866.391.690	dic-23
VATIA	40.246.521.832	nov-23
TOTAL	5.058.416.253.099	

Fuente: Formato T6 del SUI.

La información presentada en la tabla anterior corresponde a los últimos saldos acumulados reportados por las empresas que adoptaron el COT. En este sentido, la columna titulada “Fecha de Reporte” indica la vigencia del valor de estos saldos acumulados. Para las empresas que no realizaron reportes en diciembre de 2023, esto significa que comenzaron a aplicar el COT a

partir de dicho mes, y esos fueron los saldos acumulados utilizados para el cálculo de la variable.

Ahora bien, 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 diciembre de 2023 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

Tabla 33. Saldos acumulados 3T vs 4T 2023. Todos los NT

COMERCIALIZADOR	SA (\$) SEPTIEMBRE 2023	SA (\$) DICIEMBRE 2023	% VARIACIÓN
DISPAC	8.180.997.498	4.744.736.372	-42,00% ↓
ENELAR	21.602.780.775	22.811.462.473	5,60% ↑
RUITOQUE	368.523.740	211.079.187	-42,72% ↓
SOLYCIELO	226.574.452	365.241.636	61,20% ↑

Fuente: Formatos capítulo Tarifas 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.

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 cuarto trimestre de 2023) 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 particular⁸.

⁸ 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)
4T**

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	822,75
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	829,86
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	831,11
ANTIOQUIA	TERPEL ENERGÍA	CENTRO	862,20
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	866,31
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	872,06
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	896,45
ANTIOQUIA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	896,64
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	1071,57
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	783,02
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	931,17
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	777,83
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	853,30
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	739,96
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	791,67
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	794,34
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	794,63
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	795,28
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	802,49
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	817,77
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	834,44
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	835,84
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	861,24
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	988,18
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1256,60
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	796,60
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	805,98
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	808,40
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	827,75
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	887,30
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	904,60
BOYACÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	906,31
CALDAS	VATIA	CENTRO	822,27
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	825,94
CALDAS	EEP	CENTRO	830,52
CALDAS	PEESA	CENTRO	835,03
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	865,45
CALDAS	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	916,90
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	948,50
CALDAS	CHEC	CENTRO	948,54
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	742,78
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	786,96
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	801,95
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	804,52
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	823,69
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TERPEL ENERGÍA	OCCIDENTE	826,74
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	828,82
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	844,48
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	858,22
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	887,91
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1066,57
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1246,11
CAQUETÁ	PEESA	SUR	763,14
CAQUETÁ	VATIA	SUR	792,12
CAQUETÁ	TRANSACCIONES ENER	SUR	890,54
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	919,51
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	839,98
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	841,87
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	846,99
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	848,75
CARIBE MAR	TERPEL ENERGÍA	SIN ADD	877,82
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	885,22
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	903,72
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	912,50
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	936,36
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	999,68
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1067,90

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	827,07
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	840,97
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	847,33
CARIBE SOL	TERPEL ENERGÍA	SIN ADD	863,17
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	886,28
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	909,06
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	913,96
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	936,21
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1056,91
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1070,27
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1130,45
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1507,10
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	767,44
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	832,62
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	835,83
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	858,69
CARTAGO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	911,35
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	971,66
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1140,86
CASANARE	PEESA	SUR	774,63
CASANARE	VATIA	SUR	799,46
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	802,62
CASANARE	ENERCA	SUR	842,48
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	819,63
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	829,82
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	838,20
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	980,45
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1078,13
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1138,02
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	903,49
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	721,95
HUILA	VATIA	ORIENTE	805,74
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	806,69
HUILA	PEESA	ORIENTE	835,42
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	846,21
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	947,48
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	952,35
META	RUITOQUE	SUR	778,37
META	VATIA	SUR	782,59
META	Enel X Colombia	SUR	783,48
META	PEESA	SUR	810,55
META	BIA ENERGY	SUR	812,19
META	EMSA	SUR	866,93
META	ENERTOTAL	SUR	946,85
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	764,25
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	778,41
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	816,01
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	817,81
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	821,18
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	924,74
NARIÑO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	946,64
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1103,62
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	837,00
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	837,66
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	846,31
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	875,73
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	876,79
NORTE DE SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	914,15
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	939,48
PEREIRA	AIRE	CENTRO	782,88
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	818,17
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	820,80
PEREIRA	VATIA	CENTRO	821,17
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	842,73
PEREIRA	PEESA	CENTRO	900,70
PEREIRA	EEP	CENTRO	923,99
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	1061,25
PUTUMAYO	VATIA	SUR	821,04
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	828,28

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	736,81
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	824,51
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	824,73
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	825,43
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	871,71
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	898,72
QUINDÍO	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	916,00
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	923,77
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	1034,14
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	813,93
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	926,72
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	837,37
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	841,94
SANTANDER	VATIA	CENTRO	842,13
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	869,49
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	879,14
SANTANDER	PEESA	CENTRO	889,70
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	898,82
SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	924,83
SANTANDER	ESSA	CENTRO	940,96
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	1033,65
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	877,53
TOLIMA	EPM	ORIENTE	784,99
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	789,45
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	822,77
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	826,66
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	854,31
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	873,38
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	935,45
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1132,13
TULLUÁ	VATIA	OCCIDENTE	798,48
TULLUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	799,06
TULLUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	804,99
TULLUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	847,68
TULLUÁ	CETSA	OCCIDENTE	876,02
TULLUÁ	PEESA	OCCIDENTE	882,14
TULLUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1039,91
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	774,62
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	786,54
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	802,51
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	805,08
VALLE DEL CAUCA	TERPEL ENERGÍA	OCCIDENTE	818,84
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	820,76
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	840,56
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	853,26
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	880,52
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	912,98
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1074,23
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1125,75

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 Superservicios⁹, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

11. Usuarios no regulados

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

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse usuario no regulado, estableciendo que, para ser considerado como este tipo de usuario, una persona natural o jurídica debe contar con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos.

⁹ <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

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

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

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

El cálculo del CU promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023, 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 cuarto trimestre de 2023, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a Industrial, Comercial, Oficial, Provisional, Alumbrado Público, Industrial Bombeo, Especial Asistencial, Especial Educativo, Áreas Comunes, Distrito De Riego, Vivienda De Interés Social, Asentamiento Indígena, Hogar comunitario y Patrimonio histórico. 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 367,10 \$/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 cuarto trimestre de 2023, igual a 48,70 \$/kWh.

Componente P: Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 367,10 \$/kWh y el T promedio de 48,70 \$/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 367,10 \$/kWh y el T promedio de 48,70 \$/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 cuarto trimestre de 2023 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 61,24 \$/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 cuarto trimestre de 2023 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (6,95 \$/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	739,67
CENTRO	NT2	648,25
CENTRO	NT3	536,78
CENTRO	NT4	481,65
OCCIDENTE	NT1	718,71
OCCIDENTE	NT2	622,43
OCCIDENTE	NT3	551,92
OCCIDENTE	NT4	481,65
ORIENTE	NT1	708,63
ORIENTE	NT2	626,49
ORIENTE	NT3	568,89

ADD	NIVEL DE TENSION	CUMin
ORIENTE	NT4	481,65
SUR	NT1	699,29
SUR	NT2	628,34
SUR	NT3	528,31
SUR	NT4	481,65
CARIBE MAR	NT1	781,54
CARIBE MAR	NT2	610,16
CARIBE MAR	NT3	565,48
CARIBE MAR	NT4	489,20
CARIBE SOL	NT1	783,27
CARIBE SOL	NT2	602,53
CARIBE SOL	NT3	549,34
CARIBE SOL	NT4	502,29
CHOCO	NT1	662,18
CHOCO	NT2	604,63

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 cuarto trimestre de 2023, el CU promedio más alto corresponde a CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. para el sector Comercial ADD Occidente con un valor de 916,76 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por BIA ENERGY SAS ESP con 708,90 \$/kWh en el ADD Oriente.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el cuarto trimestre de 2023, es para AIR-E S.A.S. E.S.P. con 1.342,37 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Centro; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP para el sector Industrial en el ADD Oriente con 627,68\$/kWh.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el cuarto trimestre de 2023 corresponde a ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 1.146,97 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a

GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP. con 562,28 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este cuarto trimestre del año 2023 corresponde a la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. con 839,81 \$/kWh en el sector Industrial ADD Sur; por su parte, ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., presenta el menor valor promedio con 489,38 \$/kWh en el sector Industrial para el mercado Caribe sol sin ADD.

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

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

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

Anexo 1

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para octubre de 2023 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	809,01
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	816,37
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	818,06
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	842,79
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	843,11
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	896,45
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	1182,61
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	766,17
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	925,61
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	741,00
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	833,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	749,82
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	779,41
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	788,92
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	790,63
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	792,79
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	817,36
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	821,12
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	838,26
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	879,37
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	1080,62
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1401,93
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	790,64
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	796,60
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	801,93
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	815,19
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	873,87
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	965,88
CALDAS	VATIA	CENTRO	800,43
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	812,05
CALDAS	EEP	CENTRO	814,36
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	831,73
CALDAS	PEESA	CENTRO	835,03
CALDAS	CHEC	CENTRO	929,27
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	1012,33
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	757,45
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	782,35
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	791,44
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	802,16
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	827,02
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	829,41
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	851,73
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	883,26
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1179,24
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1389,80
CAQUETÁ	VATIA	SUR	757,66
CAQUETÁ	PEESA	SUR	763,14
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	912,19
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	798,48
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	840,32
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	840,49
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	868,94
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	874,38
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	882,00
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	912,50
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	938,54
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1178,25
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	813,22
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	837,33
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	840,88
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	866,52
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	866,78
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	909,06
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	990,60
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1123,69
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1183,02
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1289,03

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	774,25
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	821,27
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	836,52
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	862,71
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	947,59
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1276,42
CASANARE	VATIA	SUR	768,67
CASANARE	PEESA	SUR	774,63
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	779,84
CASANARE	ENERCA	SUR	793,16
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	808,70
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	829,82
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	838,96
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	975,22
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1171,51
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1269,60
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	899,83
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	716,04
HUILA	VATIA	ORIENTE	789,82
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	797,89
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	818,92
HUILA	PEESA	ORIENTE	835,42
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	897,45
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	1024,33
META	VATIA	SUR	751,92
META	Enel X Colombia	SUR	761,99
META	RUITOQUE	SUR	782,05
META	BIA ENERGY	SUR	783,23
META	EMSA	SUR	806,50
META	PEESA	SUR	810,55
META	ENERTOTAL	SUR	1018,93
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	757,36
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	771,30
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	810,78
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	819,36
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	826,20
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	916,77
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1224,34
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	815,62
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	832,48
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	849,47
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	852,24
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	875,73
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	925,47
PEREIRA	AIRE	CENTRO	779,60
PEREIRA	VATIA	CENTRO	799,48
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	808,86
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	811,75
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	835,79
PEREIRA	PEESA	CENTRO	900,70
PEREIRA	EEP	CENTRO	970,93
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	1167,42
PUTUMAYO	VATIA	SUR	787,68
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	814,44
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	802,21
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	810,84
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	813,18
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	837,35
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	838,83
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	886,79
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	898,54
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	1128,29
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	800,49
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	889,26
SANTANDER	VATIA	CENTRO	819,67
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	825,93
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	828,43
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	847,94
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	862,49
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	874,32
SANTANDER	PEESA	CENTRO	889,70
SANTANDER	ESSA	CENTRO	935,75
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	1125,43

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	855,11
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	789,02
TOLIMA	EPM	ORIENTE	794,77
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	807,86
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	820,15
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	840,87
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	852,54
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	899,18
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1268,27
TULLUÁ	VATIA	OCCIDENTE	787,12
TULLUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	796,77
TULLUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	804,48
TULLUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	824,76
TULLUÁ	CETSA	OCCIDENTE	860,00
TULLUÁ	PEESA	OCCIDENTE	882,14
TULLUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1144,28
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	776,45
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	791,70
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	802,59
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	803,00
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	822,01
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	824,86
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	853,26
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	886,38
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	898,32
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1197,54
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1237,14

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para noviembre de 2023 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	819,38
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	827,33
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	827,44
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	844,17
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	884,93
ANTIOQUIA	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	896,64
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	1003,67
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	768,99
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	931,16
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	784,38
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	860,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	732,42
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	777,22
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	784,24
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	787,48
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	787,60
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	790,55
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	806,41
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	834,44
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	870,12
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	886,06
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	928,43
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1348,15
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	789,03
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	801,11
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	809,69
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	860,88
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	891,34
BOYACÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	906,31

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALDAS	VATIA	CENTRO	810,11
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	823,79
CALDAS	EEP	CENTRO	829,41
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	836,26
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	904,84
CALDAS	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	916,90
CALDAS	CHEC	CENTRO	934,84
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	735,30
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	789,70
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	790,58
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	801,91
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	817,55
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	828,23
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	844,48
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	857,86
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	890,23
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1002,98
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1338,51
CAQUETÁ	VATIA	SUR	794,62
CAQUETÁ	TRANSACCIONES ENER	SUR	890,54
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	920,40
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	824,90
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	838,41
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	839,46
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	839,67
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	861,53
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	885,22
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	952,55
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	994,85
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	996,45
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	827,15
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	837,85
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	841,05
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	857,29
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	886,28
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	944,64
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	996,40
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1089,66
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1130,43
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1611,29
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	766,48
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	820,12
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	835,14
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	852,10
CARTAGO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	911,35
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	980,76
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1066,25
CASANARE	VATIA	SUR	794,87
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	808,35
CASANARE	ENERCA	SUR	864,55
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	807,44
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	833,50
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	975,61
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1065,45
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1139,09
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	851,10
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	723,20
HUILA	VATIA	ORIENTE	789,40
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	800,73
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	811,10
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	896,07
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	978,22

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
META	RUITOQUE	SUR	772,46
META	VATIA	SUR	778,64
META	Enel X Colombia	SUR	788,43
META	BIA ENERGY	SUR	802,00
META	EMSA	SUR	887,15
META	ENERTOTAL	SUR	902,19
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	760,72
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	773,61
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	804,68
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	811,23
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	815,09
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	925,94
NARIÑO	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	946,64
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1037,59
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	823,48
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	825,39
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	843,70
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	855,25
NORTE DE SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	914,15
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	938,42
PEREIRA	AIRE	CENTRO	782,57
PEREIRA	VATIA	CENTRO	809,00
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	817,42
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	824,58
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	836,15
PEREIRA	EEP	CENTRO	890,43
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	995,93
PUTUMAYO	VATIA	SUR	820,94
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	858,97
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	542,44
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	813,24
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	821,96
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	823,65
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	838,79
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	904,68
QUINDÍO	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	916,00
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	933,58
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	974,68
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	811,27
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	942,62
SANTANDER	VATIA	CENTRO	830,46
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	835,81
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	839,47
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	850,42
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	883,96
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	914,24
SANTANDER	TRANSACCIONES ENER	CENTRO	924,83
SANTANDER	ESSA	CENTRO	941,36
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	976,01
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	878,74
TOLIMA	EPM	ORIENTE	774,23
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	793,59
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	804,91
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	819,26
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	832,67
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	855,20
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	939,64
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1049,93
TULLÁ	VATIA	OCCIDENTE	787,46
TULLÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	796,44
TULLÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	805,49
TULLÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	815,11
TULLÁ	CETSA	OCCIDENTE	879,78
TULLÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	981,33

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	780,47
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	785,18
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	790,30
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	802,66
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	817,32
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	819,50
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	888,63
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	918,98
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1003,10
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1197,49

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para diciembre de 2023 [\$kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	845,90
ANTIOQUIA	TERPEL ENERGÍA	CENTRO	862,20
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	864,95
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	888,47
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	911,64
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	1028,43
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	813,91
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	936,75
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	808,10
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	866,80
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	737,65
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	742,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	802,12
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	805,78
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	809,31
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	826,38
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	829,55
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	875,34
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	955,49
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1019,73
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	822,16
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	838,26
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	858,37
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	887,02
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	896,69
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	841,98
CALDAS	EEP	CENTRO	847,78
CALDAS	VATIA	CENTRO	856,27
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	928,34
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	928,36
CALDAS	CHEC	CENTRO	981,49
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	735,60
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	787,94
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	809,48
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	824,72
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	826,49
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	TERPEL ENERGÍA	OCCIDENTE	826,74
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	865,08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	890,23
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1010,00
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1017,48
CAQUETÁ	VATIA	SUR	824,08
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	925,92

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	847,14
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	866,26
CARIBE MAR	TERPEL ENERGÍA	SIN ADD	877,82
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	888,71
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	974,54
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	975,26
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1029,01
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1065,66
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	840,85
CARIBE SOL	TERPEL ENERGÍA	SIN ADD	863,17
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	866,81
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	930,72
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1031,40
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	1084,57
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1090,46
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1137,22
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1620,96
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	761,59
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	856,47
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	861,25
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	986,64
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1079,91
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	819,67
CASANARE	VATIA	SUR	834,84
CASANARE	ENERCA	SUR	869,74
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	842,13
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	842,74
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	923,80
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	990,53
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1079,01
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	959,54
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	726,60
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	821,46
HUILA	VATIA	ORIENTE	838,00
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	908,61
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	922,04
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	981,37
META	RUITOQUE	SUR	780,59
META	Enel X Colombia	SUR	800,02
META	VATIA	SUR	817,19
META	BIA ENERGY	SUR	851,33
META	EMSA	SUR	907,13
META	ENERTOTAL	SUR	919,44
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	760,72
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	804,26
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	817,45
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	822,24
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	837,97
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	931,50
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1048,94
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	838,06
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	862,76
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	871,97
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	922,90
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	954,54
PEREIRA	AIRE	CENTRO	786,46
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	836,11
PEREIRA	VATIA	CENTRO	855,03
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	856,24
PEREIRA	EEP	CENTRO	910,62
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	1020,40
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	811,41
PUTUMAYO	VATIA	SUR	854,50

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
QUINDÍO	RUITOQUE	CENTRO	829,15
QUINDÍO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	839,47
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	840,74
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	858,72
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	904,68
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	938,99
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	939,18
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	999,46
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	830,03
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	948,27
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	850,36
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	857,92
SANTANDER	VATIA	CENTRO	876,25
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	910,12
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	919,73
SANTANDER	ESSA	CENTRO	945,77
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	999,49
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	898,75
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	785,73
TOLIMA	EPM	ORIENTE	785,98
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	840,58
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	855,20
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	855,53
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	946,60
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	967,53
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1078,18
TULLUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	803,97
TULLUÁ	VATIA	OCCIDENTE	820,87
TULLUÁ	CETSA	OCCIDENTE	888,27
TULLUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	903,17
TULLUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	994,13
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	762,22
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	776,15
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	810,00
VALLE DEL CAUCA	TERPEL ENERGÍA	OCCIDENTE	818,84
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	825,53
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	866,55
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	879,50
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	921,65
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	942,61
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1022,05

Fuente: Información publicada por las E.S.P

Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	874,80	925,47
OCTUBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	877,35	929,27
OCTUBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDÍO	859,08	898,54
OCTUBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	874,42	970,93
OCTUBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	843,01	842,79
OCTUBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	867,31	935,75
OCTUBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	873,50	889,26
OCTUBRE	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	860,41	862,49
OCTUBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	835,42	916,77
OCTUBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	868,57	898,32
OCTUBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUÁ	820,36	860,00
OCTUBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	878,02	947,59
OCTUBRE	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	869,45	899,18
OCTUBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACÁ	889,83	873,87
OCTUBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	886,37	897,45
OCTUBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	831,82	838,26
OCTUBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	925,31	925,61

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	944,42	1123,69
OCTUBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	933,56	938,54
OCTUBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCÓ	849,30	899,83
OCTUBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	747,18	716,04
OCTUBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	1505,16	1289,03
OCTUBRE	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	987,85	798,48
OCTUBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	829,16	882,00
OCTUBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	830,47	990,60
OCTUBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	798,28	814,44
OCTUBRE	SUR	EMSA	META	833,17	806,50
OCTUBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	821,20	793,16
OCTUBRE	SUR	ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	875,54	912,19
NOVIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	881,30	938,42
NOVIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	888,09	934,84
NOVIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDÍO	873,67	933,58
NOVIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	849,14	884,93
NOVIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	882,60	941,36
NOVIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	850,81	942,62
NOVIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	835,09	914,24
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	827,65	925,94
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	873,25	918,98
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULUÁ	823,93	879,78
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	884,12	980,76
NOVIEMBRE	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	874,75	939,64
NOVIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACÁ	887,46	891,34
NOVIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	881,90	978,22
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	826,52	870,12
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	921,69	931,16
NOVIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	941,46	1130,43
NOVIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	933,58	994,85
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	737,66	723,20
NOVIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	1446,92	1611,29
NOVIEMBRE	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	1024,07	838,41
NOVIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	828,08	952,55
NOVIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	830,98	1089,66
NOVIEMBRE	SUR	EMSA	META	858,21	887,15
NOVIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	849,55	864,55
NOVIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	888,98	920,40
DICIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDÍO	869,22	939,18
DICIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	854,49	888,47
DICIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	865,31	948,27
DICIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	848,65	919,73
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	839,33	931,50
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	889,08	986,64
DICIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACÁ	912,71	896,69
DICIEMBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	849,45	875,34
DICIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	950,26	936,75
DICIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	975,36	1137,22
DICIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCÓ	869,94	959,54
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	747,53	726,60
DICIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	1085,00	1620,96
DICIEMBRE	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	1028,56	888,71
DICIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	866,22	869,74
DICIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	910,66	925,92

Fuente: Información publicada por las E.S.P

Anexo 2

CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD¹⁰

Nivel de Tensión 1, Trimestre 4 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			531,34		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			652,95	593,96	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		655,87	617,42	633,65	552,47
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			662,79		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			660,83		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	729,10	754,39	547,37		
VATIA S.A. E.S.P.			567,65	654,76	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			659,25		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			613,82		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			661,63		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			684,43	714,01	722,16
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			685,31	687,99	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			790,70		
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			784,50		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	731,03	916,76			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		715,82		665,15	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		592,40			1006,27
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P		542,31			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		551,04			
VATIA S.A. E.S.P.		615,90			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	717,01	705,31	633,00	674,82	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		674,63			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		700,75			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		640,18			
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		631,47		703,44	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		855,87			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 4 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.						486,68
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.						
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		648,37				647,50
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		474,94				737,49
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.						682,48
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		675,30		635,50		691,69
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		674,05	432,79			657,93
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						675,89
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		705,83				711,31
VATIA S.A. E.S.P.		650,92				623,50
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		574,82				649,93
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		660,65				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		608,37				
AIR-E S.A.S. E.S.P.		676,72				

¹⁰ 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	Especial Educativo	INDUSTRIAL
RUITOQUE S.A. E.S.P.	759,19			651,80		673,04
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	652,35	595,93			1038,87	643,76
GENERSA S.A.S E.S.P.						594,93
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	444,75	515,31				
BIA ENERGY SAS ESP						708,90

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 4 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	619,74	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	912,00	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		762,41
AIR-E S.A.S. E.S.P.	658,84	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		750,18	668,32
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	766,33		
VATIA S.A. E.S.P.			691,64
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	693,83		
AIR-E S.A.S. E.S.P.		698,52	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			693,80
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		641,15	557,00
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	837,02		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			783,13
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			668,96
AIR-E S.A.S. E.S.P.	634,11	376,73	689,92
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			682,86
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		644,97	840,76

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL	PROVISIONAL	Patrimonio Histórico
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					627,89				
ISAGEN S.A. E.S.P.			607,36		577,82				
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS					608,30				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	574,34	574,07	614,76		581,61		555,03		
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	547,82	563,07	560,98		553,74	573,91	549,12		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			588,07		618,30		1026,13		
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.- E.S.P.					559,25				
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.					574,91				
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	562,93	619,92	583,70	599,00	593,62		752,74	596,66	411,04
VATIA S.A. E.S.P.			568,09		597,70				
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P. GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P			1148,23						
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP					832,02				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			568,70		568,86				
AIR-E S.A.S. E.S.P.			594,74		935,11		1342,37		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			652,33		620,89		580,65		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			561,90		574,12				

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL	PROVISIONAL	Patrimonio Histórico
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			1015,79		949,09				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			855,43				808,16		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 2023. 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.						568,27	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	672,19		354,60	349,15		342,64	330,95
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	550,76		553,75	527,42	550,99	589,21	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			542,73			494,88	531,56
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			575,88			562,59	
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	546,24		533,21			497,48	538,57
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P			529,51			529,40	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	571,02		555,73			534,95	
VATIA S.A. E.S.P.			620,22			563,13	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	573,58		563,05	571,68	566,56	562,58	559,27
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			849,34			398,06	362,33
QI ENERGY SAS ESP		917,72	509,79				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			546,88				
AIR-E S.A.S. E.S.P.			571,27				
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			447,44			570,95	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			932,74			668,64	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			795,21				

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 2023. ADD Oriente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							562,92	
ISAGEN S.A. E.S.P.			564,16				534,83	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	642,18		649,46		580,81	582,82	577,45	572,74
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		619,66	633,48	530,47			572,26	564,96
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	529,66		539,20				537,35	505,62
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	617,56	541,78	595,33	551,87	541,47		597,40	600,47
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	522,85		563,45	525,37			562,38	575,75
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							523,46	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.			539,73				574,59	
VATIA S.A. E.S.P.			546,60				552,41	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			565,29				586,49	629,98
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							930,76	
FRANCA ENERGIA SA ESP							935,70	
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP			720,68					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							565,93	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			615,00				627,68	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			543,35	547,19			560,60	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			585,78				626,21	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	559,09		590,72	564,76	561,33		638,12	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	568,87		442,05			871,00	572,05	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	602,85		937,97				685,74	
BIA ENERGY SAS ESP			553,31				566,46	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.			591,20	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		560,68		597,61
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		550,50	538,76	523,71
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		563,60		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	971,71		623,14	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		625,89		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			534,08	
VATIA S.A. E.S.P.		566,92	569,86	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		540,34		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			1116,05	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		551,59		
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	772,75			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		581,24		

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
RUITOQUE S.A. E.S.P.		570,86		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			596,03	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.		581,71		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						584,55
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.						458,42
ISAGEN S.A. E.S.P.					507,45	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.						
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		541,36				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		506,02				640,19
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		517,76			513,72	515,65
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		545,11			588,15	542,36
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.						796,64
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						539,78
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						494,55
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		596,74				
VATIA S.A. E.S.P.		539,01				505,89
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P						1153,20
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P		697,95				934,62
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					1099,14	
QI ENERGY SAS ESP			1140,24			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		549,41				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	556,36	543,38	567,09	535,54	603,54	702,82
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP					657,32	
AIR-E S.A.S. E.S.P.		556,12				536,79
RUITOQUE S.A. E.S.P.		597,07				542,40
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		574,60			705,91	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		823,93				860,61
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		783,46				

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 202. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							575,97
ISAGEN S.A. E.S.P.							490,32
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			669,02			503,05	493,83
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			509,50			507,80	505,35
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			522,93		537,79		537,72
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							486,98
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.			844,38				793,17
VATIA S.A. E.S.P.							509,02
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P							1015,62
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A.E.S.P							555,28
QI ENERGY SAS ESP		1008,43					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							545,86
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							568,48
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			517,47				585,02
AIR-E S.A.S. E.S.P.	672,37	498,97	556,81	522,38			531,30
RUITOQUE S.A. E.S.P.							536,49
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			488,14				512,46
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P							904,56
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			781,26				
BIA ENERGY SAS ESP			538,48				

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 4 2023. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		512,25
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	526,63	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	559,31	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	535,63	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 4 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL	Hogar Comunitario
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		503,11		514,71			
ISAGEN S.A. E.S.P.		574,19		434,14			454,47
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	450,60	440,69		435,84			
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		460,09		458,34	392,59		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	466,67	516,83		500,73			
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		429,88		429,92			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		484,84	478,05	489,03	661,74	502,88	
VATIA S.A. E.S.P.		476,13		444,99			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		459,04					
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		850,28		838,15			
QI ENERGY SAS ESP	1000,93						
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		461,37		462,90			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		488,27					
RUITOQUE S.A. E.S.P.		487,86	764,49	691,88	468,40		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.				1146,97			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		809,28					
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		708,00					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 4 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		490,35	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		331,61	337,60
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	475,36	538,98	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	473,36	460,02	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	489,00	514,81	
COMPANÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		443,73	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.E.S.P	503,73	466,39	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		451,91	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		501,88	
VATIA S.A. E.S.P.	500,93	463,44	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	492,02	495,14	506,15
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		871,69	
COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		480,89	416,16
QI ENERGY SAS ESP	432,07		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	506,40	497,63	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		562,28	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		466,68	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	288,64	501,19	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	795,24		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 4 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		496,84		548,61		
ISAGEN S.A. E.S.P.		505,96		435,90		
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P.						
EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS		520,81		520,90	516,63	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		430,27		496,84		

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		488,26		484,32		468,64
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		490,10		513,51		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		520,89	450,55	480,64		380,49
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				470,20		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		558,86				
VATIA S.A. E.S.P.		504,04		502,89		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.				528,87		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P				832,56		
QI ENERGY SAS ESP	936,41	810,73				
FRANCA ENERGIA SA ESP				842,16		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		558,18				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		493,07		479,65		
AIR-E S.A.S. E.S.P.				612,58		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.				509,14		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	472,99	476,19				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP				736,52		
BIA ENERGY SAS ESP		510,96				

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 4 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		508,59		
ISAGEN S.A. E.S.P.		363,10	411,09	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		427,98	502,06	502,34
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		439,70	441,55	137,74
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		459,50	674,47	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			547,79	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		521,85		
VATIA S.A. E.S.P.			447,14	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.			441,19	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			1023,20	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		831,84	842,26	
QI ENERGY SAS ESP	861,64			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			419,61	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			483,03	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			486,23	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		698,38		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			442,83	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	468,75		438,75	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			471,78	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	470,91		595,28	556,56
VATIA S.A. E.S.P.				503,08
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	884,72			870,84
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	480,03	492,99	547,38	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	734,51			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Vivienda de Interés Social o Prioritario
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				526,46	
ISAGEN S.A. E.S.P.				412,64	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.				413,91	

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Vivienda de Interés Social o Prioritario
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		463,09		455,62	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.				498,41	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.				477,66	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				438,20	
VATIA S.A. E.S.P.				484,57	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P				864,59	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	495,77		649,76	492,74	493,69
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		732,94			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 4 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		381,08	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		385,42	342,10
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	790,90	789,18	
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		351,64	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 4 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		390,60
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	409,50	324,68
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		397,49
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		444,37

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 4 2023. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	377,15	452,46
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		401,73
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		437,30
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		787,68
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		580,56

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 4 2023. ADD SUR (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	839,81
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	526,07

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Nivel de Tensión 4, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		372,31	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			429,42
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	400,50		409,22
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	570,88		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		510,11	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 4 2023. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	392,05
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	489,38

Mínimo



Máximo



< CU SSPD



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Boletín Tarifario

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



OCTUBRE - DICIEMBRE
2023

Carrera 18 # 84 – 35
Bogotá, D. C., Colombia
(57 1) 691-3005
www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co

