



# Boletín Tarifario

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

JULIO - SEPTIEMBRE  
2023



# Contenido

Introducción .....	3
1. Actualidad tarifaria .....	3
2. Panorama nacional .....	5
3. Componente de Generación (G) .....	7
4. Componente de Transmisión (T) .....	23
5. Componente de Distribución (D) .....	29
6. Componente de Comercialización (C) .....	40
7. Componente de Pérdidas (PR) .....	47
8. Componente de Restricciones (R) .....	51
9. Opción Tarifaria .....	57
10. Tarifas aplicadas .....	61
11. Usuarios no regulados .....	64

**Proyectaron:**

Natalia Ximena Castro Puentes  
Rafael Ricardo Rojas Peña

**Revisaron:**

Diego Fernando Borda Tovar  
Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN  
Luis Adolfo Vargas Agudelo  
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

**Aprobó:**

Luis Adolfo Vargas Agudelo  
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

## Introducción

El boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el tercer trimestre de 2023 aplicadas 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 esta. 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 periodos 07M2023, 08M2023 y 09M2023. Esta información fue reportada por 39 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.

### 1. Actualidad tarifaria

Como se indicó en el pasado boletín del segundo trimestre de 2023, la comercializadora DICEL S.A. E.S.P fue retirada del mercado de energía mayorista<sup>1</sup> en el mes de abril de 2023 por incumplimiento de alguna de las causales contenidas en el artículo 19 de la Resolución CREG 156 de 2011. De manera consecuente, su subsidiaria, DICELER, también se vio obligada a cesar sus actividades de venta de energía eléctrica, ya que no contaba con el respaldo energético necesario proveniente de DICEL.

---

<sup>1</sup> Retiro del MEM: Condición en la cual un agente que desarrolla la actividad de Comercialización deja de participar en el mercado mayorista de energía, MEM, y de realizar las transacciones propias de dicho mercado, por haber incurrido en alguna de las causales previstas en este Reglamento. Art. 3 Res. CREG 156 de 2011.

Durante el tercer trimestre del 2023, se produjo un cambio significativo relacionado con la finalización, en 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 un techo 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 septiembre de 2023, la Comisión publica para consulta de todos los interesados los proyectos de Resolución CREG 701 028 y 028A de 2023 con los cuales propone modificar las Resolución CREG 119 de 2007 y CREG 0012 de 2020. La primera, va enfocada en permitir que los comercializadores puedan dar por finalizada su opción tarifaria para suspender la acumulación de saldos acumulados e iniciar a recuperar dichos dineros a través de la variable COT del componente de Comercialización mientras que, la segunda modifica la tasa de interés reconocida con la cual se calculan los Saldos Acumulados mensualmente; esta segunda propuesta, partiendo del principio que los comercializadores no se acogieron a lo definido en la resolución de finalización de la opción tarifaria.

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 tercer 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 3T

<u>Res. CREG/2023</u>	<u>Temática</u>
101 023	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022.
101 024	Por la cual se amplía el ámbito de aplicación y la vigencia de las medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista.
701 028	Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.
701 028A	Por la cual se modifica la Resolución CREG 012 de 2020

Fuente: CREG –Normatividad

## 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el tercer 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 relaciona 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 39 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 tercer trimestre de 2023 corresponden a ENERTOTAL SAS ESP. en los mercados de Cartago, Cauca y Tolima con valores de 1.275,87\$/kWh, 1.269,92\$/kWh y 1.268,18\$/kWh. 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 en mención.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU transferido a los usuarios finales para el tercer trimestre de 2023, se encuentra PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S. P en los mercados Nariño, Meta y Boyacá con valores de 651,67 \$/kWh, 653,69\$/kWh y 654,81\$/kWh.

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	703,38
CAQUETÁ	SUR	770,35
BAJO PUTUMAYO	SUR	773,13
CASANARE	SUR	774,99
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	784,44
META	SUR	788,11
ARAUCA	ORIENTE	795,33
BOYACÁ	ORIENTE	797,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	799,12
PUTUMAYO	SUR	799,80
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	801,09
NARIÑO	OCCIDENTE	811,87
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	815,35
CALDAS	CENTRO	820,22
HUILA	ORIENTE	821,53
TOLIMA	ORIENTE	831,58
TULUÁ	OCCIDENTE	835,64
QUINDIO	CENTRO	849,07
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	853,32
CAUCA	OCCIDENTE	856,49
ANTIOQUIA	CENTRO	856,79
PEREIRA	CENTRO	858,83

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
SANTANDER	CENTRO	859,66
CARIBE MAR	SIN ADD	859,79
SIBUNDOY	SUR	862,50
CHOCÓ	SIN ADD	865,57
CARTAGO	OCCIDENTE	865,79
CARIBE SOL	SIN ADD	872,18
RUITOQUE	CENTRO	908,63

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 2 se entiende, que en promedio, los mercados de comercialización de Cartago, Caribe Sol y Ruitoque 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 y se informa que, para este trimestre, entendiendo que el número de usuarios tiene tendencia creciente, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a julio de 2023, presentando una actualización de las empresas pertenecientes a cada agrupación establecida en el segundo trimestre de 2023.

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 4.048,63 \$/USD.

## Grupo 1

El valor promedio para el tercer trimestre de 2023 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 309,44 \$/kWh, 9,01 \$/kWh por encima respecto al segundo trimestre de 2023 que representa un aumento del 3%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P., para el mes de septiembre de 2023 con un valor igual a 284,69 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde también a la ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P., con 367,58 \$/kWh para el mes de agosto de 2023. Ver Tabla 3

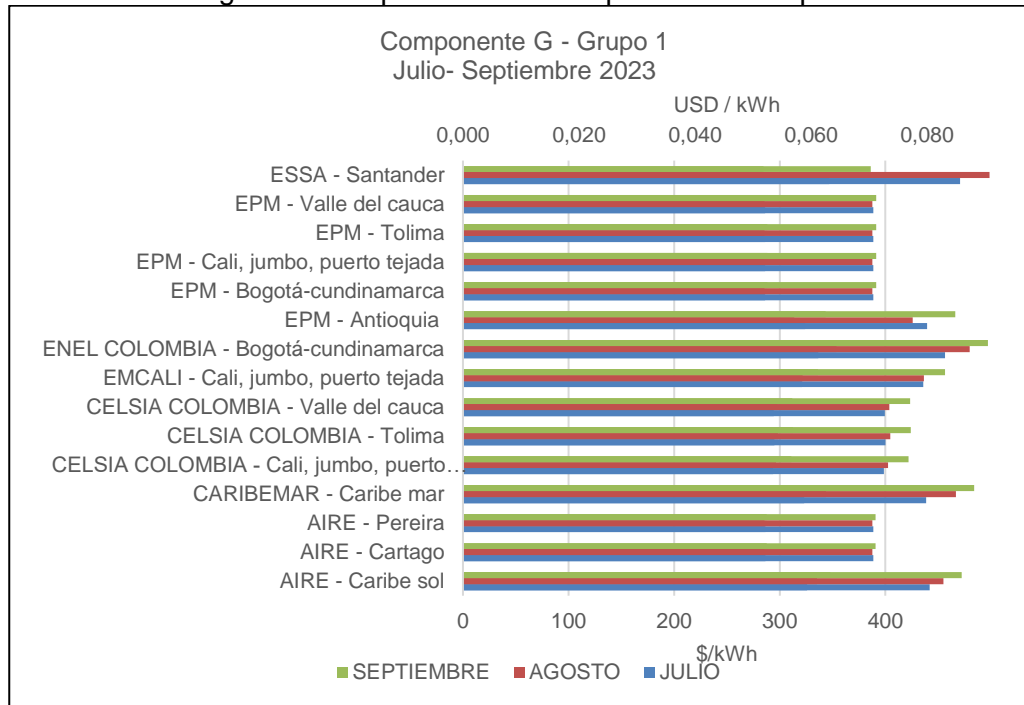
Tabla 3: valor promedio componente de generación 3 T

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE - Caribe sol	325,86	335,33	348,15
AIRE - Cartago	286,53	285,76	287,94
AIRE - Pereira	286,53	285,76	287,94
CARIBEMAR - Caribe mar	323,36	344,03	356,84
CELSIA COLOMBIA - Cali, Jumbo, Puerto Tejada	293,85	296,64	311,06
CELSIA COLOMBIA - Tolima	295,02	298,27	312,61
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	294,59	297,68	312,04
EMCALI - Cali, Jumbo, Puerto Tejada	321,22	321,68	336,43
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	336,48	353,82	366,44
EPM - Antioquia	324,06	313,98	343,72
EPM - Bogotá-Cundinamarca	286,40	285,74	288,37
EPM - Cali, Jumbo, Puerto Tejada	286,40	285,74	288,37
EPM - Tolima	286,40	285,74	288,37
EPM - Valle del cauca	286,40	285,74	288,37
ESSA - Santander	347,00	<b>367,58</b>	<b>284,69</b>

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 tercer trimestre de 2023 corresponde a 343,16 \$/kWh, 9,93% por encima del promedio del segundo trimestre del año 2023. Con un valor de 292,17 \$/kWh, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de julio de 2023; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a EMSA S.A. E.S.P. para el mes de septiembre de 2023, con un valor igual a 378,33 \$/kWh. Ver Tabla 4

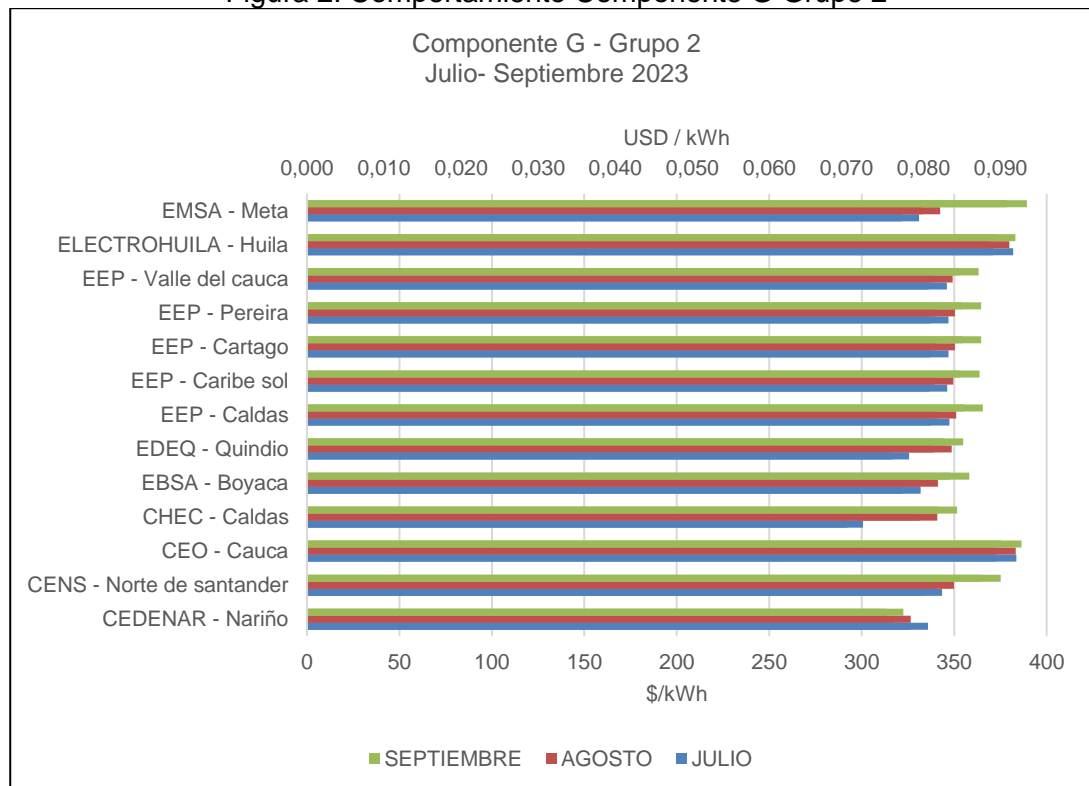
Tabla 4. Comportamiento Componente G Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR - Nariño	326,27	317,27	313,34
CENS - Norte de Santander	333,81	340,03	364,56
CEO - Cauca	372,71	372,46	375,45
CHEC - Caldas	292,17	331,28	341,69
EBSA - Boyacá	322,40	331,49	347,97
EDEQ - Quindío	316,38	338,71	344,80
EEP - Caldas	337,54	341,21	355,11
EEP - Caribe sol	336,49	339,62	353,35
EEP - Cartago	337,07	340,51	354,33
EEP - Pereira	337,04	340,45	354,27

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
EEP - Valle del cauca	336,22	339,21	352,89
ELECTROHUILA - Huila	371,14	369,06	372,30
EMSA - Meta	321,60	332,73	<b>378,33</b>

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 325,31 \$/kWh, 6,4% por encima del promedio del segundo trimestre de 2023 equivalente a 19,58 \$/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 agosto de 2023 igual a 280,32 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a la ENELAR E.S.P., con un valor de 382,55 \$/kWh para el mes de septiembre de 2023. Ver Tabla 3

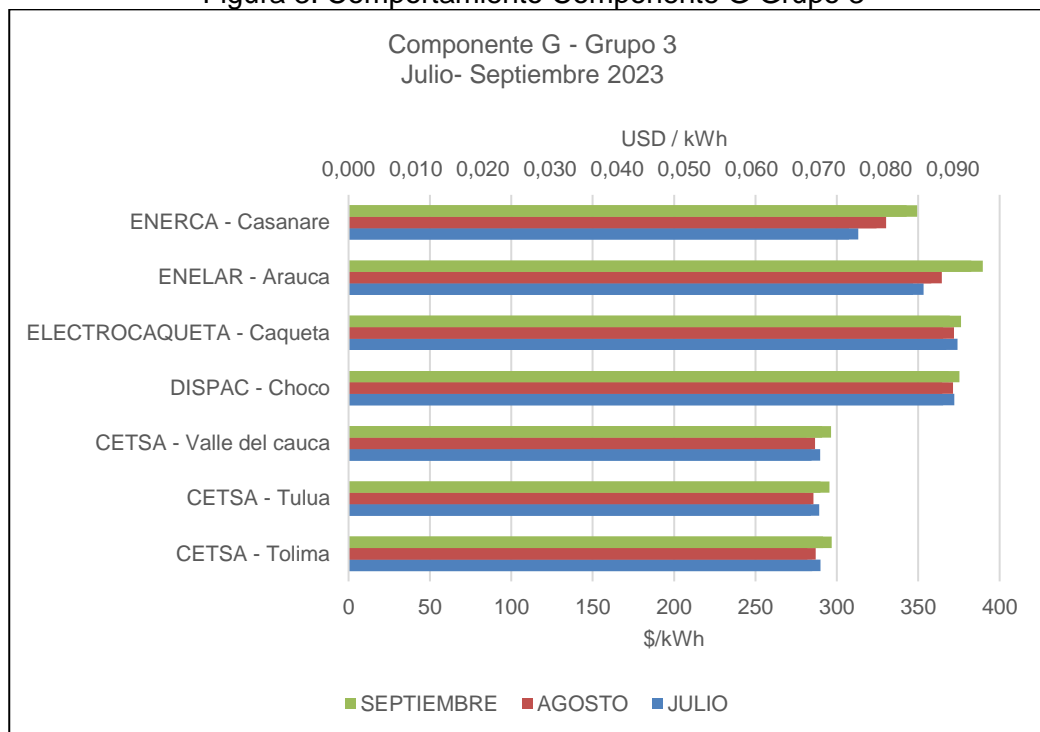
Tabla 5. Comportamiento Componente G Grupo 3

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA - Tolima	284,74	281,81	291,46

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA - Tuluá	283,95	280,32	290,00
CETSA - Valle del cauca	284,47	281,30	290,97
DISPAC - Chocó	365,35	364,70	368,52
ELECTROCAQUETA - Caquetá	367,32	365,21	369,36
ENELAR - Arauca	346,83	357,94	382,55
ENERCA - Casanare	307,53	324,31	342,93

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., QI Energy S.A.S. E.S.P., Enerco S.A. E.S.P., SOL & CIELO, BIA ENERGY., Enel X Colombia., ENERBIT 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 376,87 \$/kWh, 9,44% por encima del promedio del segundo trimestre de 2023 y que equivale a 32,52 \$/kWh. Asimismo, el menor valor reportado corresponde a PEESA S.A E.S.P., con un valor igual a

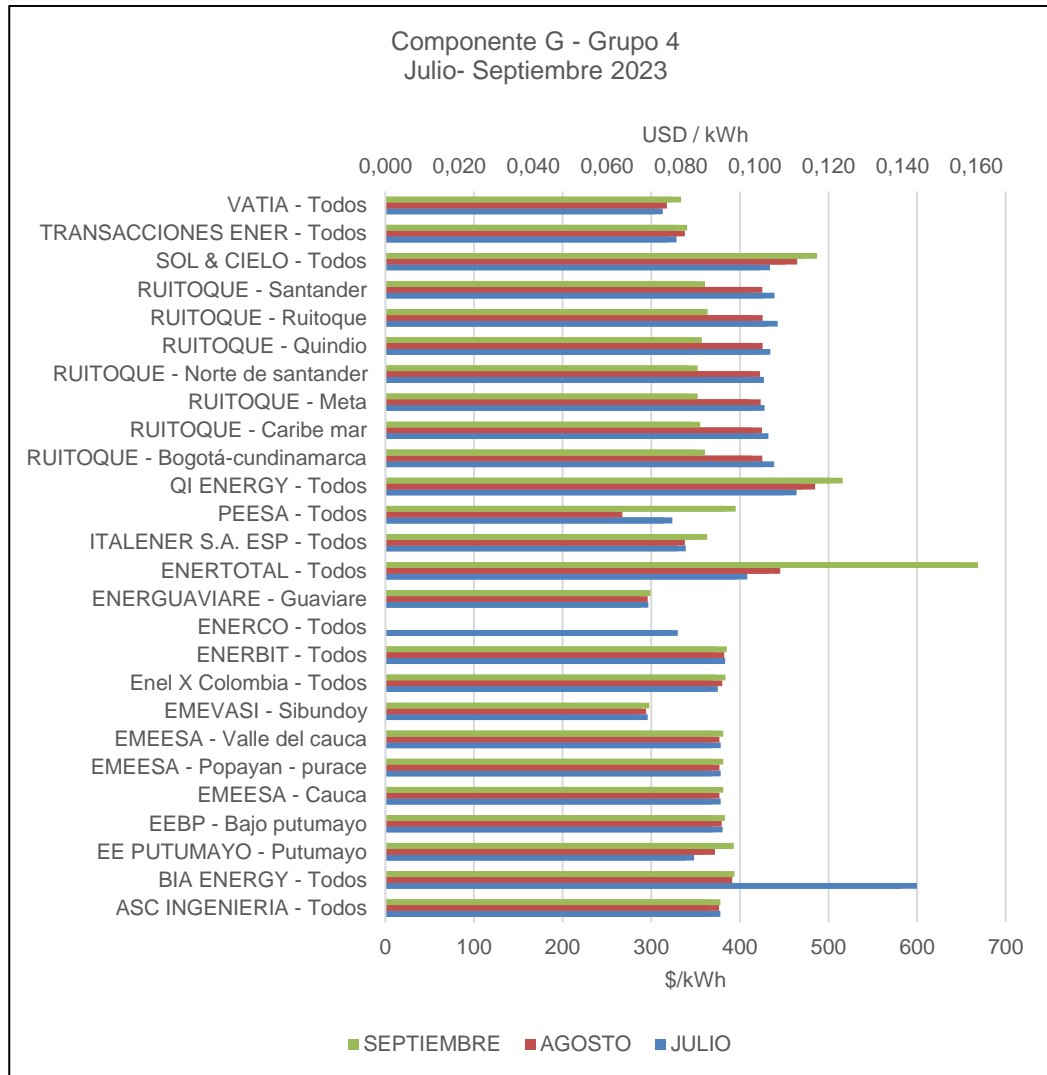
259,77 \$/kWh para el mes de agosto de 2023, mientras que el valor más alto lo publicó ENERTOTAL S.A. E.S.P., en el mes de septiembre con un valor promedio en el componente de 649,80 \$/kWh. Ver Tabla 6

Tabla 6. Comportamiento Componente G Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	367,30	365,84	367,29
BIA ENERGY - Todos	582,88	380,27	382,97
EE PUTUMAYO - Putumayo	338,43	361,38	382,20
EEBP - Bajo putumayo	369,97	368,68	372,23
EMEESA - Cauca	367,68	366,47	370,35
EMEESA - Popayán - Purace	367,68	366,47	370,35
EMEESA - Valle del cauca	367,68	366,47	370,35
EMEVASI - Sibundoy	287,59	285,99	289,42
Enel X Colombia - Todos	364,69	369,36	372,94
ENERBIT - Todos	372,49	371,48	374,32
ENERCO - Todos	320,62		
ENERGUAVIARE - Guaviare	288,46	287,49	290,80
ENERTOTAL - Todos	397,01	432,83	<b>649,80</b>
ITALENER S.A. ESP - Todos	329,41	328,50	353,13
PEESA - Todos	314,60	<b>259,77</b>	384,36
QI ENERGY - Todos	450,99	471,19	501,51
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	426,39	413,45	350,35
RUITOQUE - Caribe mar	419,94	412,99	345,20
RUITOQUE - Meta	415,86	411,60	342,52
RUITOQUE - Norte de Santander	415,21	410,97	342,59
RUITOQUE - Quindío	422,23	413,81	347,02
RUITOQUE - Ruitoque	430,21	413,70	353,39
RUITOQUE - Santander	426,60	413,45	350,51
SOL & CIELO - Todos	421,90	451,58	473,29
TRANSACCIONES ENER - Todos	319,28	328,49	330,84
VATIA - Todos	304,16	308,61	324,00

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Comportamiento Componente G Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se evidenció que, ENERCO no ha reportado la información para algunos meses, tal como se evidencia en los espacios en blanco de la Tabla 6, además, el prestador EMEESA presentó información repetida para todos sus mercados.

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

Teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el tercer trimestre

de 2023, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 74,14%, 1% por encima respecto al segundo 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  $\alpha$ , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de energía mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado (variable  $M_c$ ).

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

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

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

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

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:

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

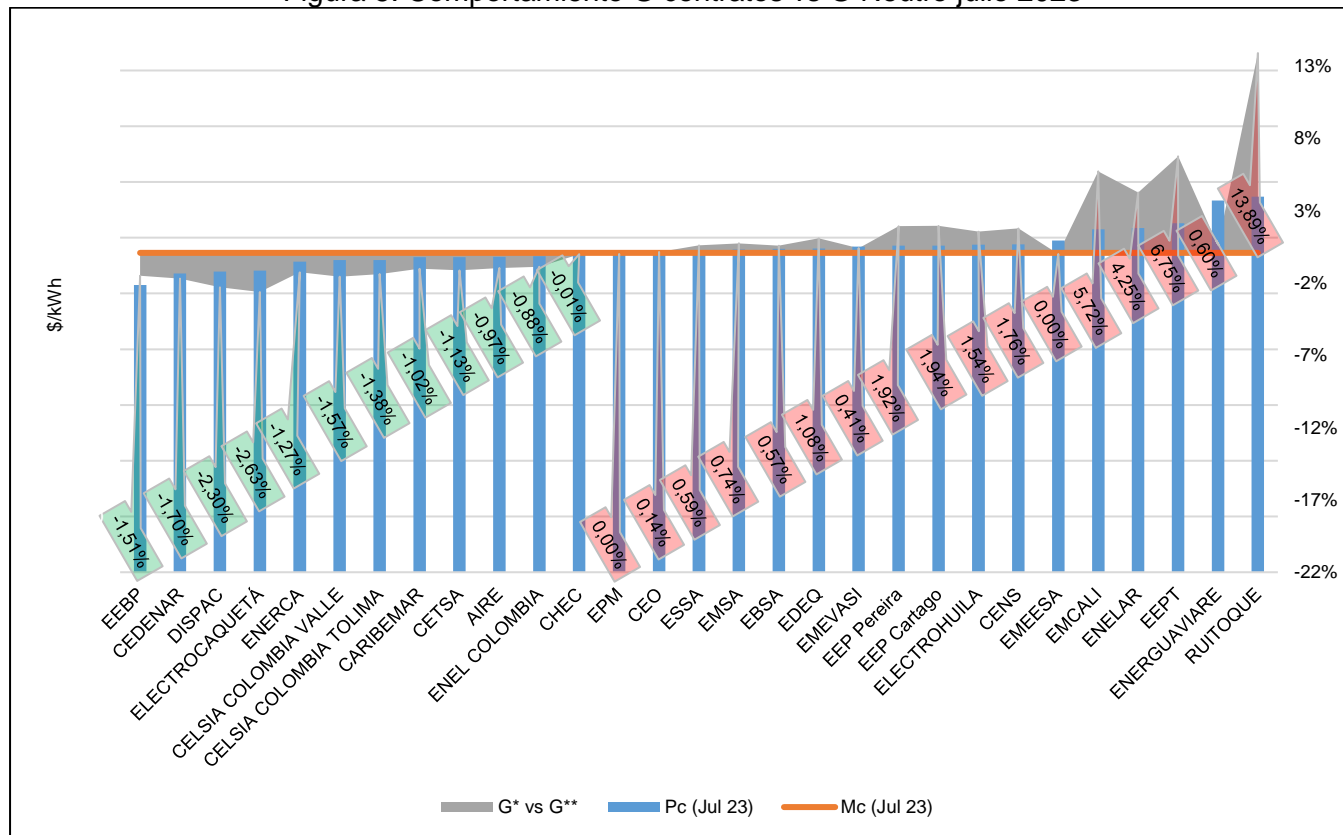
Ahora bien, con la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incorporaron nuevas variables. Teniendo en cuenta que el Formato T9 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 no se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

De manera inicial puede extraerse del presente análisis que en los casos donde el valor de la variable  $P_c$  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  $\alpha$ . 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  $\alpha$ .

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del tercer 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  $P_{c_{m-1}}$  para cada comercializador minorista, versus la variable  $M_{c_{m-1}}$ , por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables  $G^*_{m,i,j}$  de contratos y  $G^{**}_{m,i,j}$  de contratos neutra para el mes analizado.

Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro julio 2023



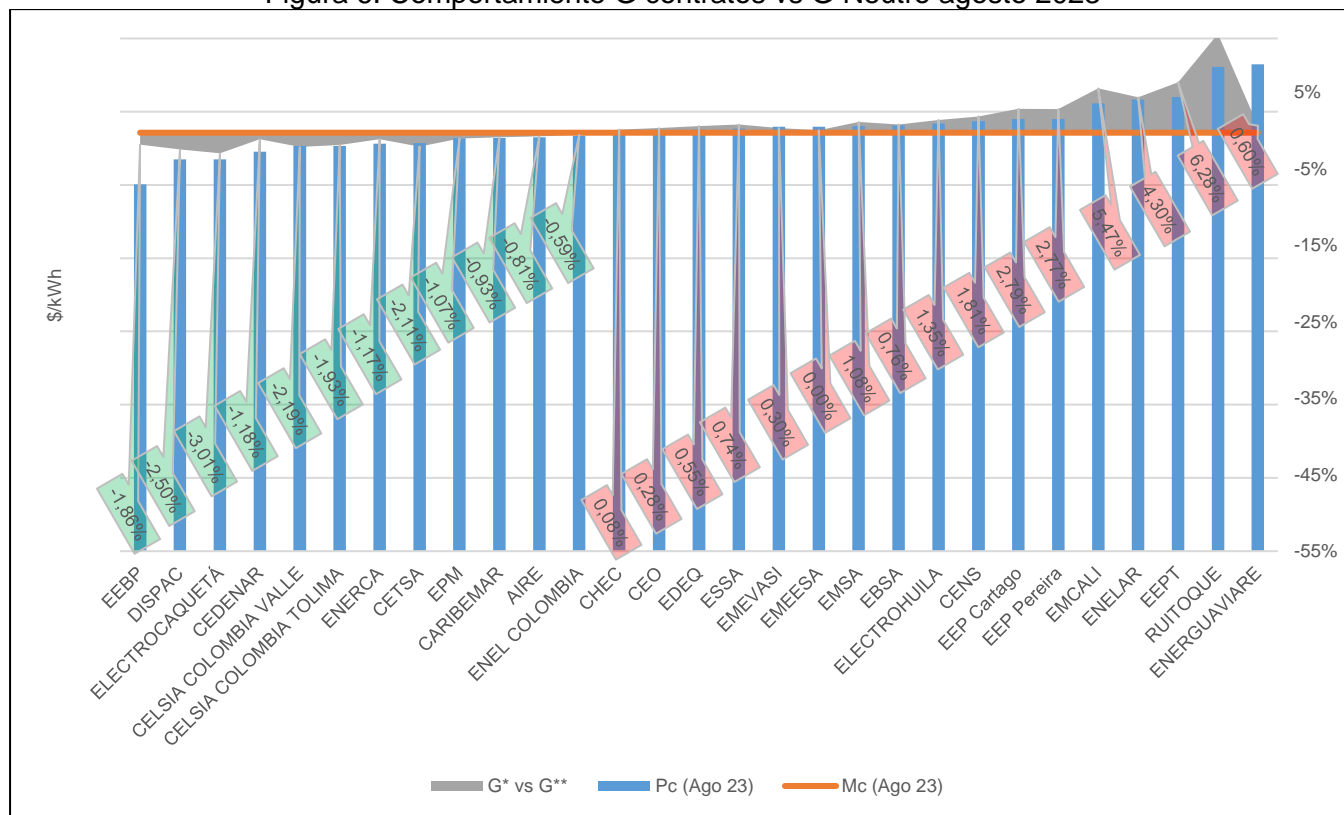
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de julio 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 13,89% 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 13,89% 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 1,51% 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 1,51% menor al que percibiría en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ .

Para el mes de agosto de 2023, EEBP presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 1,85% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ . Por su parte,

ENERGUAVIARE presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,60% de la variable  $G^*$  respecto la variable  $G^{**}$ . Ver Figura 6

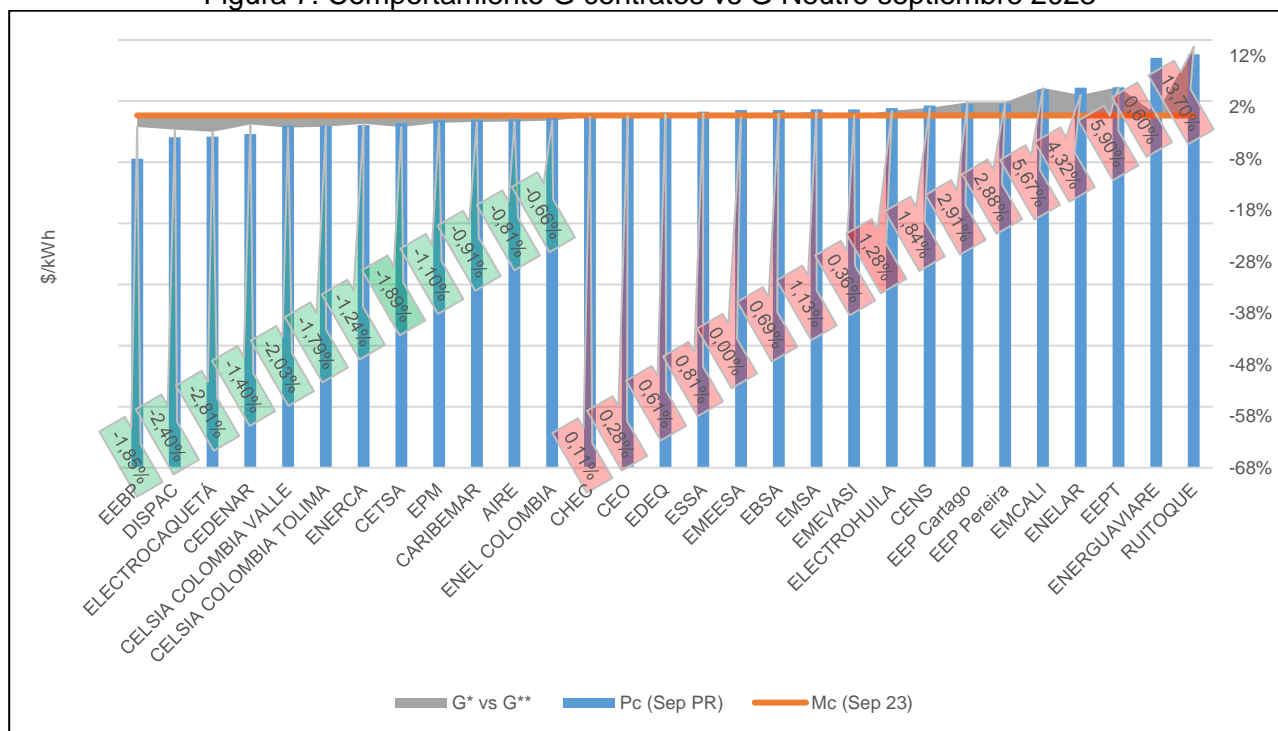
Figura 6. Comportamiento  $G$  contratos vs  $G$  Neutro agosto 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de septiembre de 2023, EEBP presentó nuevamente el menor valor de la variable  $P_c$ , 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  $P_c$ , lo que significa un aumento aproximado del 13,70%. Ver Figura 7

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro septiembre 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  $\alpha$ , sino que además, al contrastar este caso con el actual propuesto, el usuario teóricamente estaría percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario actual), lo que a su vez conllevaría a una disminución en el valor del CU.

En contraparte, cuando el valor de la variable  $P_c$  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  $\alpha$ , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario actual), lo que a su vez conllevaría a un alza en el valor del CU.

Es importante anotar que, si bien la variable  $P_c$  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  $\alpha$  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 (Qc Prom), precio promedio de compra de energía en bolsa con destino al mercado regulado (Pb Prom) y el precio promedio de compra de energía en contratos bilaterales con destino al mercado regulado (Pc Prom) que incidieron en el cálculo de los componentes de generación del trimestre:

Tabla 7. Promedio precios de bolsa y contratos 3T

Variable	Julio	Agosto	Septiembre
Qc prom (%)	74,82%	75,73%	73,56%
Pb prom(\$/kWh)	457,47	509,66	517,00
Pc prom (\$/kWh)	290,24	288,64	291,53

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

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

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

Debe tenerse presente que los precios en el mercado de la bolsa de energía se conforman diariamente hora a hora, de acuerdo con las ofertas realizadas por los agentes generadores el

día anterior. Si las compras de energía en contratos permiten a los agentes conocer el precio al cual van a comprar la energía para atender mercado regulado en el mediano y largo plazo, actualizado por un indexador que generalmente es el IPP y que es pactado en las cláusulas de los contratos firmados entre las partes, las compras en bolsa presentan un riesgo y es la volatilidad del precio al estar sujeto al comportamiento y especulación de los agentes que participan en el mercado. Y dado el caso que un comercializador se encuentre con una alta exposición y se presente un incremento súbito en el precio de bolsa, impactará de forma negativa el componente de Generación trasladado al usuario final.

Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del  $P_c$ ,  $M_c$ , Alfa y  $Q_c$  mientras que, para el aporte de las compras en bolsa<sup>2</sup> al componente de Generación es directo (passthrough) y se encuentra en función del precio de bolsa ( $P_b$ ) y su nivel de exposición ( $Q_b$ ) que se entiende, en términos generales y prácticos como:

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

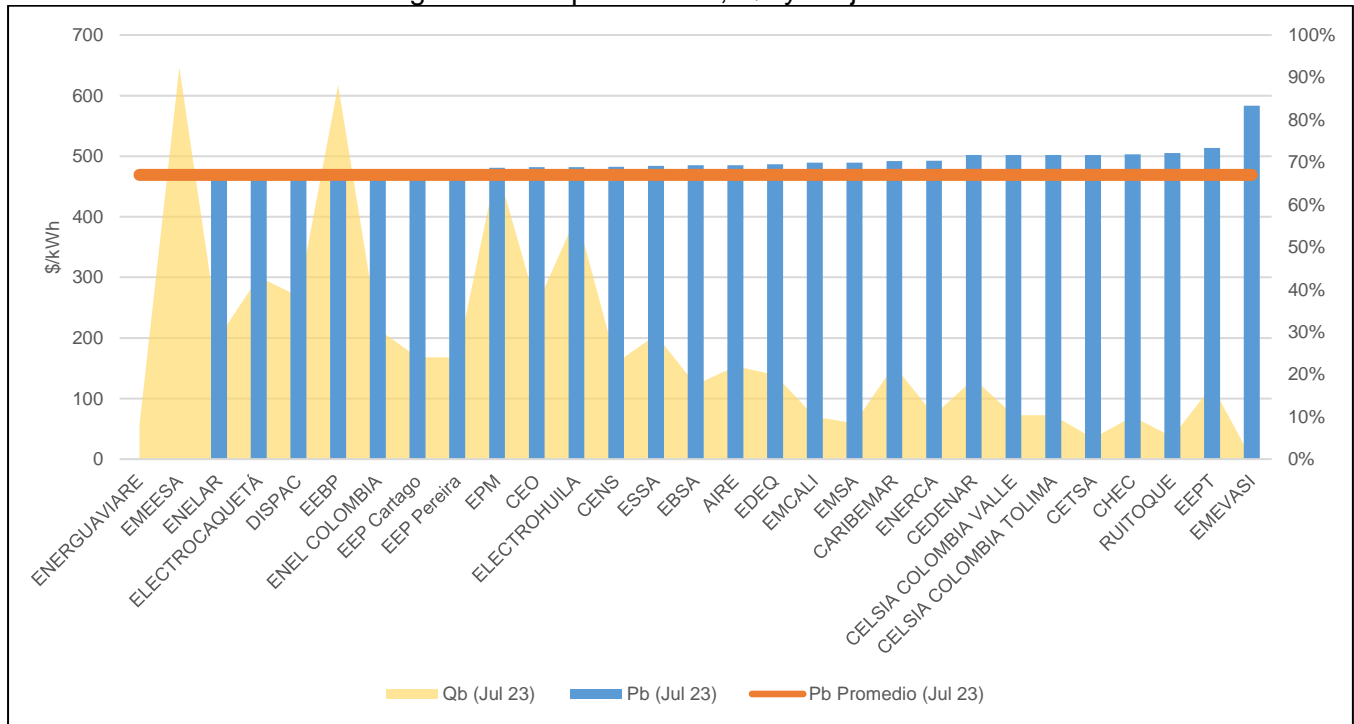
Aclarado lo anterior, en la Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se compara mensualmente el  $P_b$  trasladado por los comercializadores en el componente de Generación para el mes  $m$ , junto con el  $Q_b$  y el  $P_b$  Promedio del mercado aplicado para ese mismo mes. Lo anterior, con el objeto de evidenciar,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

---

<sup>2</sup> La variable  $Q_{agd}$  corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a lo reportado por las empresas al SUI, la variable  $Q_{agd}$  alcanza valores muy por debajo del 1%.

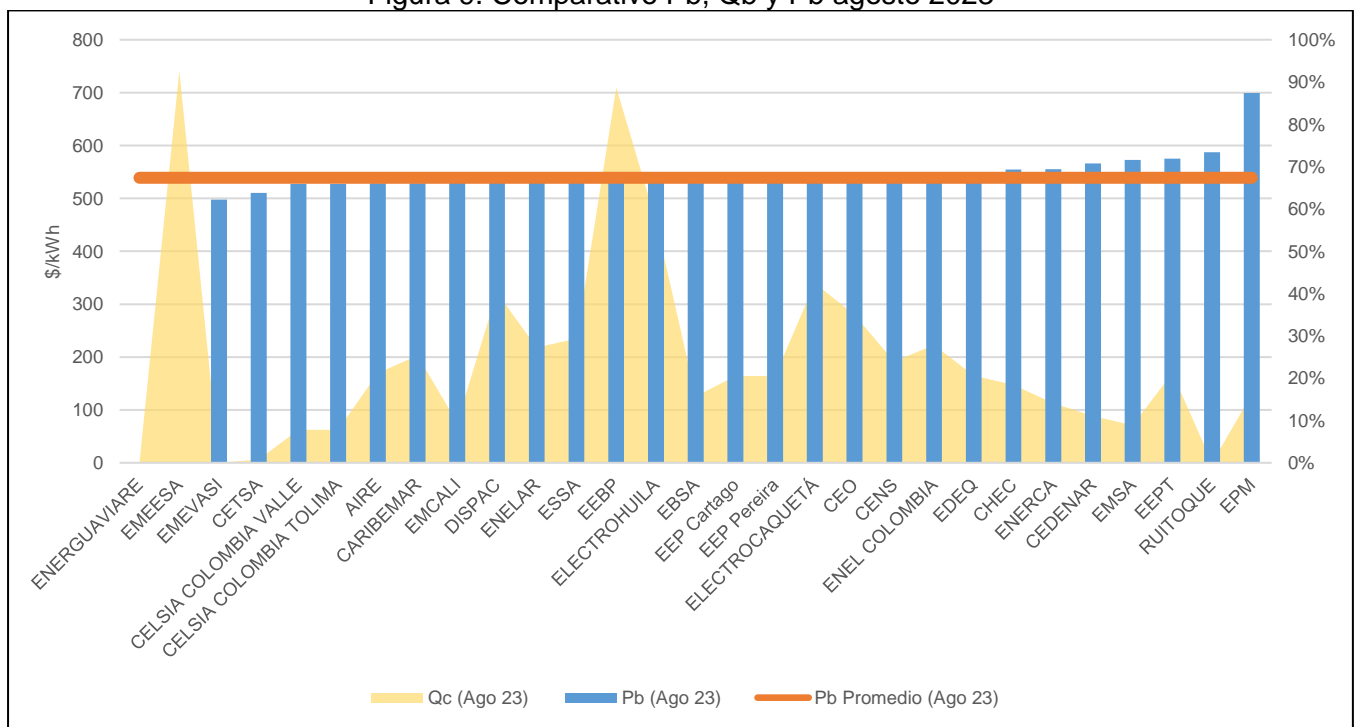


Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb julio 2023



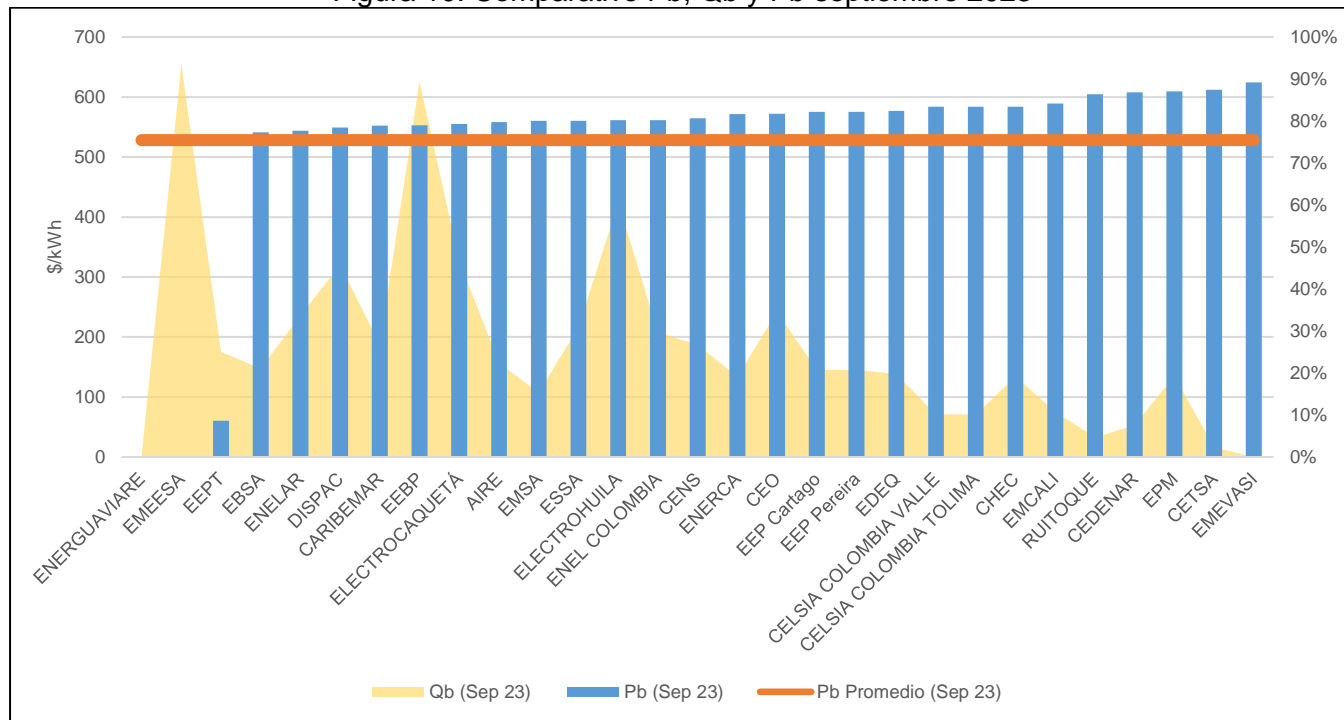
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb agosto 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb septiembre 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 ha certificado la información del Formato T9 del SUI. Para el caso de ENERGUAVIARE ESP, que tienen valores de Pb iguales a cero, pero no se encuentra al final de la gráfica, indica que son empresas que para esos periodos tenía el 100% de su demanda contratada a través de contratos a mediano y largo plazo.

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

### 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 3T

COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	Jul-23	Ago-23	Sep-23
AIRE	0,33	0,33	0,35
BIA ENERGY	0,03	0,03	0,03
CARIBEMAR	0,28	0,24	0,28
CELSIA COLOMBIA	1,17	1,21	1,37
CHEC	1,52	1,54	1,59
CETSA	0,19	0,42	0,21
CEO	0,20	0,16	0,16
ESSA	1,14	1,29	1,38
ELECTROHUILA	1,25	1,44	1,60
EMSA	18,43	21,20	51,86
ENELAR	0,17	0,22	0,22
EBSA	0,66	0,69	0,95
ENERCA	0,70	0,63	0,56
EEP	3,09	3,01	3,41
EDEQ	1,22	1,20	1,09
DISPAC	0,05	0,24	0,26
EPM	1,01	1,04	1,11
ENEL COLOMBIA	0,24	0,22	0,24
ENEL X COLOMBIA	0,05		0,15
ENERCO	1,71		
ENERTOTAL	1,30	1,33	1,72
PEESA	0,04	0,05	0,04
RUIOQUE	3,51	3,68	3,59
SOL Y CIELO	49,53	78,65	98,55
VATIA	0,45	0,56	0,54
CENS	0,90	1,03	0,98
EMCALI	0,49	0,49	0,50
TERPEL ENERGÍA		6,69	

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

#### 4. Componente de Transmisión (T)

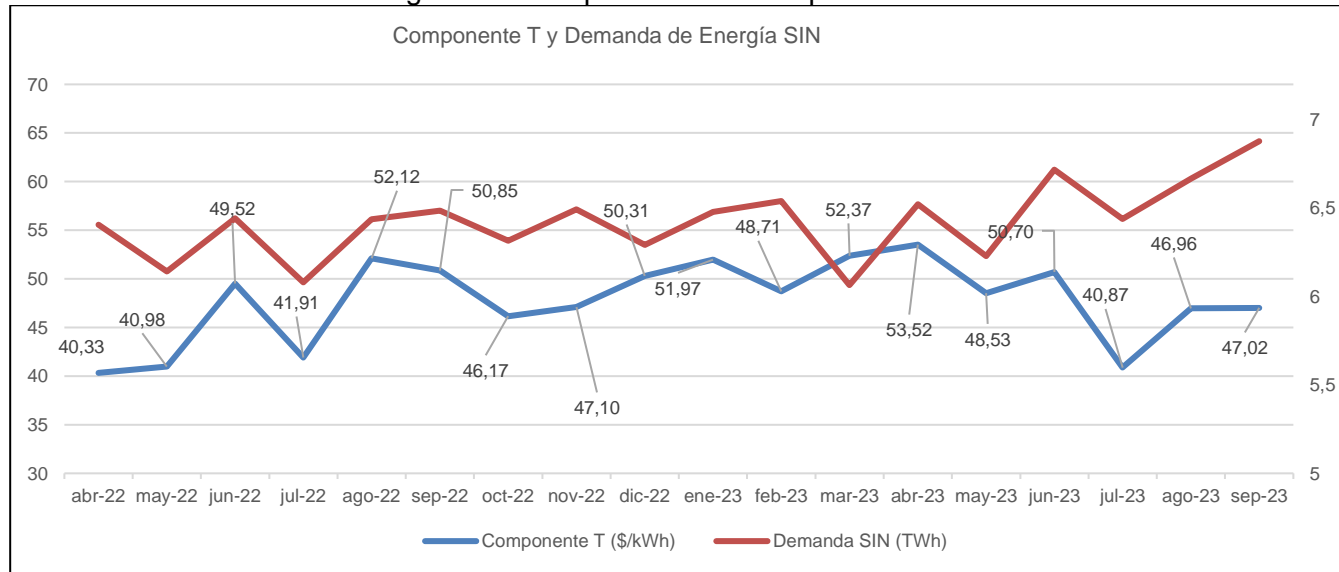
El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas

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

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

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

Figura 11. Comportamiento Componente T 3T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en los análisis de los trimestres anteriores, 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 segundo trimestre de 2022, el componente de Transmisión mantuvo la tendencia que venía presentando en el primer trimestre, pero en el mes de junio tuvo un incremento significativo alcanzado un valor de 49,52 \$/kWh, el valor más alto desde enero de 2021. Adicionalmente para el mes de junio de 2022 el comportamiento de la Demanda SIN es similar al componente T, solo en términos visuales ya que ambas se incrementaron, pero revisando en detalle, este efecto de “crecimiento” fue dato a los ajustes del T aplicados en junio que corresponden a 7,8 \$/kWh asociado a ajuste en la facturación por parte del LAC y que se indica más adelante.

En referencia el 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%.

Finalmente, durante el 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%.

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

### **Julio 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 demanda transportada por el STN.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste en los índices de calidad de los activos BL1 LOS PALOS A OCAÑA y CERROMATOSO - CHINU 3 500kV.
- Modificación del servicio LAC por la Resolución CREG 501 007 de 2023.
- Modificación del Pago Por Atraso de EMSD por la conexión de transformadores 230/115kV 2x150MVA en la S/E Suria Res MME 40076.

### **Agosto de 2023**

- Modificación del Pago Por Atraso de EMSD por la conexión de transformadores 230/115kV 2x150MVA en la S/E Suria Res MME 40076
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste en los índices de calidad de los activos CERROMATOSO - CHINU 3 500kV.
- Modificación de la demanda real del STN

### **Septiembre de 2023**

- Modificación del Pago Por Atraso de EMSD por la conexión de transformadores 230/115kV 2x150MVA en la S/E Suria Res MME 40076
- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste en los índices de calidad del activo BT EL BOSQUE 5 150 MVA 220 kV.
- Modificación de las compensaciones de TRANSELCA por ajuste en los índices de calidad del activo BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES 220 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 septiembre de 2023 con \$316.349 millones y su menor valor se presentó en el mes de julio con un valor de \$290.925 millones. Sin embargo, estos valores son inferiores a los presentados en el segundo trimestre de 2023 cuyo promedio fue de 323.329 millones de pesos.

Por ejemplo, para el tercer trimestre de 2023, la disminución en los ingresos totales de los Transmisores se debe principalmente a un aumento en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Resolución. CREG 022 DE 2001) que ascendieron a \$51.856 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 tercer trimestre de 2023<sup>3</sup>.

### Julio de 2023

Tabla 9. Proyectos con retraso julio 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 346.236.166
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 8.811.666.326
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2018	\$ 7.128.693.972
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 412.334.438
TCE S.A.S. E.S.P. - TCET	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 07-2016	\$ 16.155.401.790

Fuente: XM

### Agosto de 2023

Tabla 10. Proyectos con retraso agosto 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 324.114.384
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 8.248.669.789
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 385.989.494

Fuente: XM

<sup>3</sup> Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de enero, febrero y marzo de 2023.

Septiembre de 2023

Tabla 11. Proyectos con retraso septiembre 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 337.483.775
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.304.289.444
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 401.911.170

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de agosto aumentó a 6.666 millones de kWh y para el mes de septiembre aumentó hasta llegar a 6.878 millones de kWh. La disminución en julio fue de 279 millones de kWh respecto a junio, equivalente a un 4,16%.

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

Tabla 12. Cálculo del componente de Trasmisión 3T

		Jul-23	Ago-23	Sep-23
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	324.153.182.859	316.190.008.507	326.997.919.025
B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	223.441.398	223.562.022	227.380.465
C	Otros Conceptos (\$)	32.854.332.692	8.958.773.667	10.043.684.389
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	291.075.408.769	307.007.672.818	316.726.854.171
E	Ingreso a Compensar (\$)	150.279.537	41.664.032	377.526.912
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	290.925.129.232	306.966.008.786	316.349.327.259
G	Energía del SIN (kWh)	6.439.183.260	6.666.270.553	6.878.657.462
H	$\Delta T$ (\$/kWh)	-4,310	0,915	1,030
( F / G ) + H	Componente T (\$/kWh)	40,87	46,96	47,02

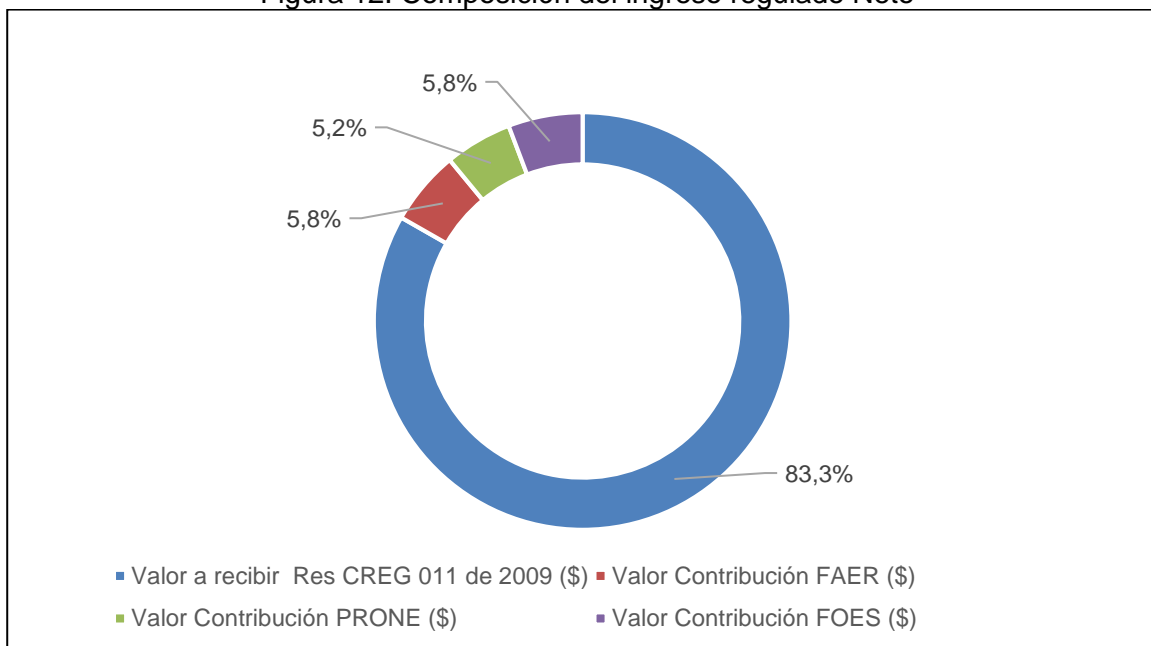
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para este trimestre se resalta que, para el mes de julio de 2023, el valor del componente de transmisión disminuyó en 9,83 \$/kWh con relación al mes de junio de 2023. Pasando de 50,70 \$/kWh a 40,87 \$/kWh.

Asimismo, para el mes julio de 2023, los transmisores disminuyeron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 8.613 millones de pesos pasando de 332.766 millones a 324.153 millones.

En promedio para el tercer 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)<sup>4</sup> las cuales se definen como el “*Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas*”

<sup>4</sup> ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.  
ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.  
ADD Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C.  
ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

*urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.*

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado ‘sin ADD’, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución<sup>5</sup>.

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

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

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

---

<sup>5</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena, Caribemar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.

Ebsa (Boyacá), Enerca (Casanare), Eep (Pereira), Eep (Cartago), Edeq (Quindío), Eebp (Bajo Putumayo), Eeputumayo (Putumayo), Energuaviare (Guaviare), Dispac (Chocó), Emeesa (Popayán Puracé), Emcali (Cali), Epm (Antioquia), Enel Colombia (Bogotá Cundinamarca) y Ruitoque (Ruitoque).

Si bien la empresa de Energía del Valle de Sibundoy (Sibundoy) cuenta con aprobación de ingresos a través de la Resolución CREG 501 037 de 2022, el LAC no ha podido realizar los cálculos del componente de distribución por cuanto no han remitido la información necesaria para tal fin. La Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del Grupo de Gestión Operativa en el SIN se encuentra haciendo seguimiento a esta situación.

Tabla 13. Componente Distribución 3T

ADD		JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CENTRO		<b>300,04</b>	299,02	287,60
OCCIDENTE		267,66	259,75	258,13
ORIENTE		258,28	252,14	250,01
SUR		243,35	241,36	236,11
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P	191,81	185,77	185,15
	ENERGUAVIARE SA ESP	207,63	204,64	204,38
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	213,95	207,48	206,66
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	175,55	169,19	<b>165,59</b>

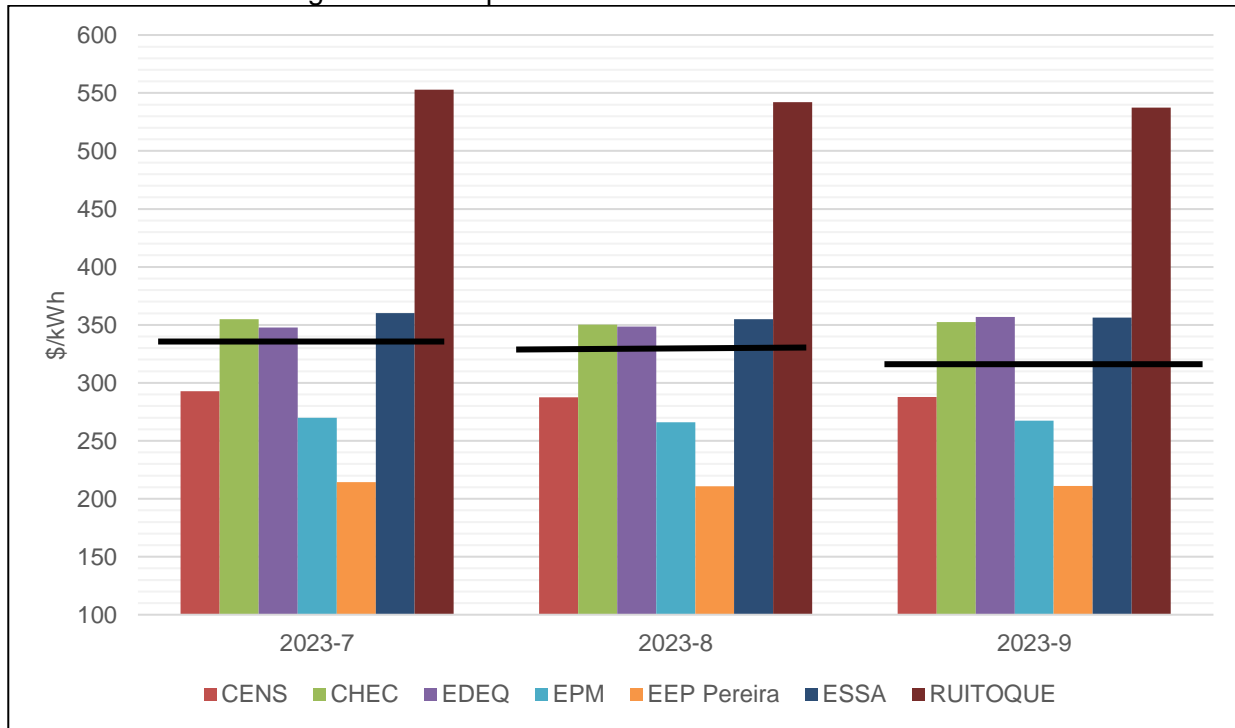
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la Tabla 13, para el tercer trimestre de 2023, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de julio con 300,04 \$/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 165,59 \$/kWh en el mes de septiembre de 2023.

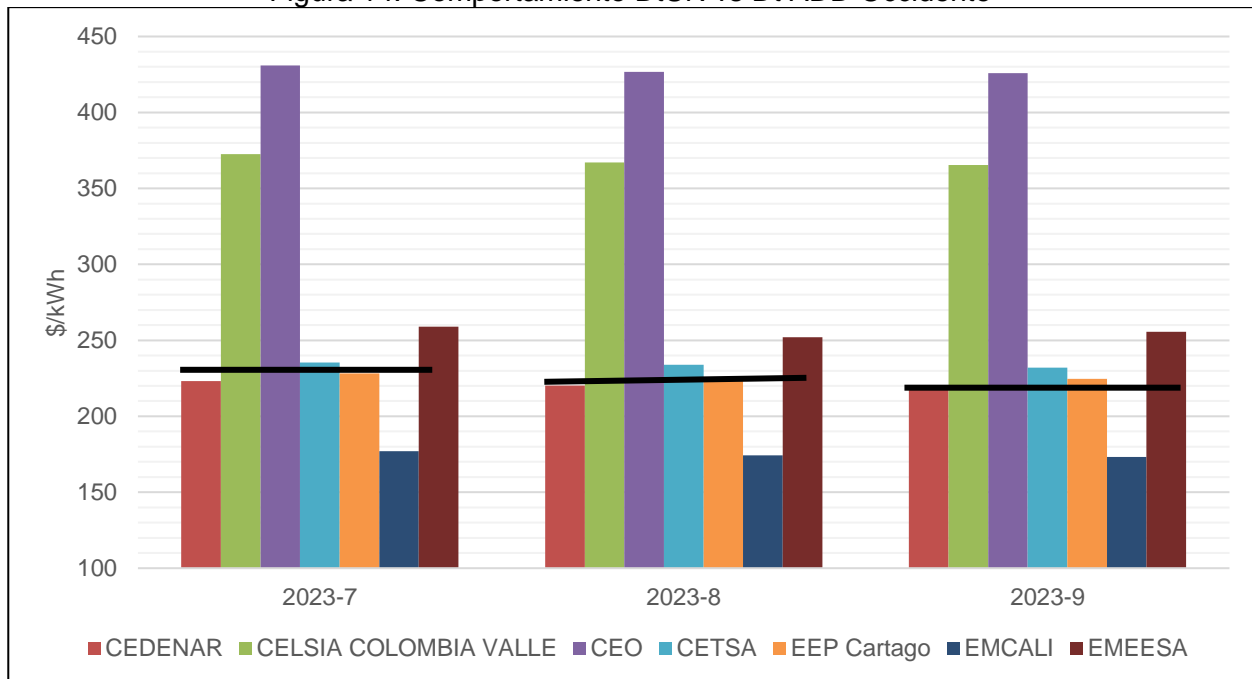
De igual manera, y con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor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

Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

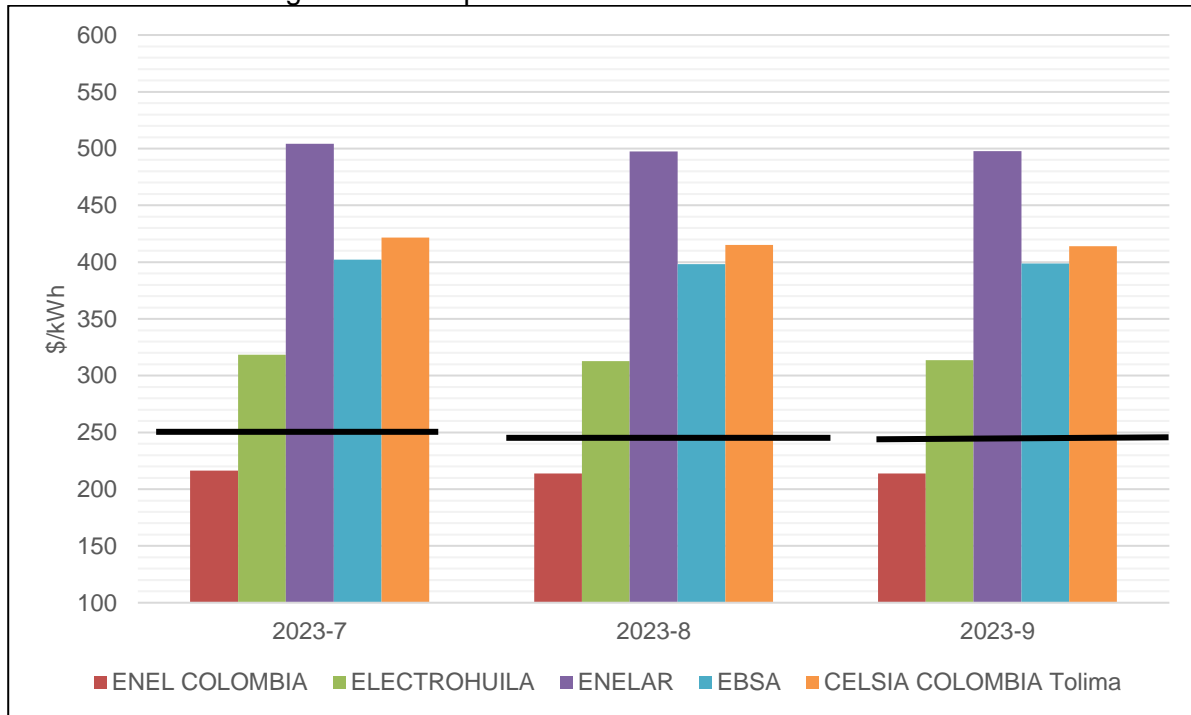
Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

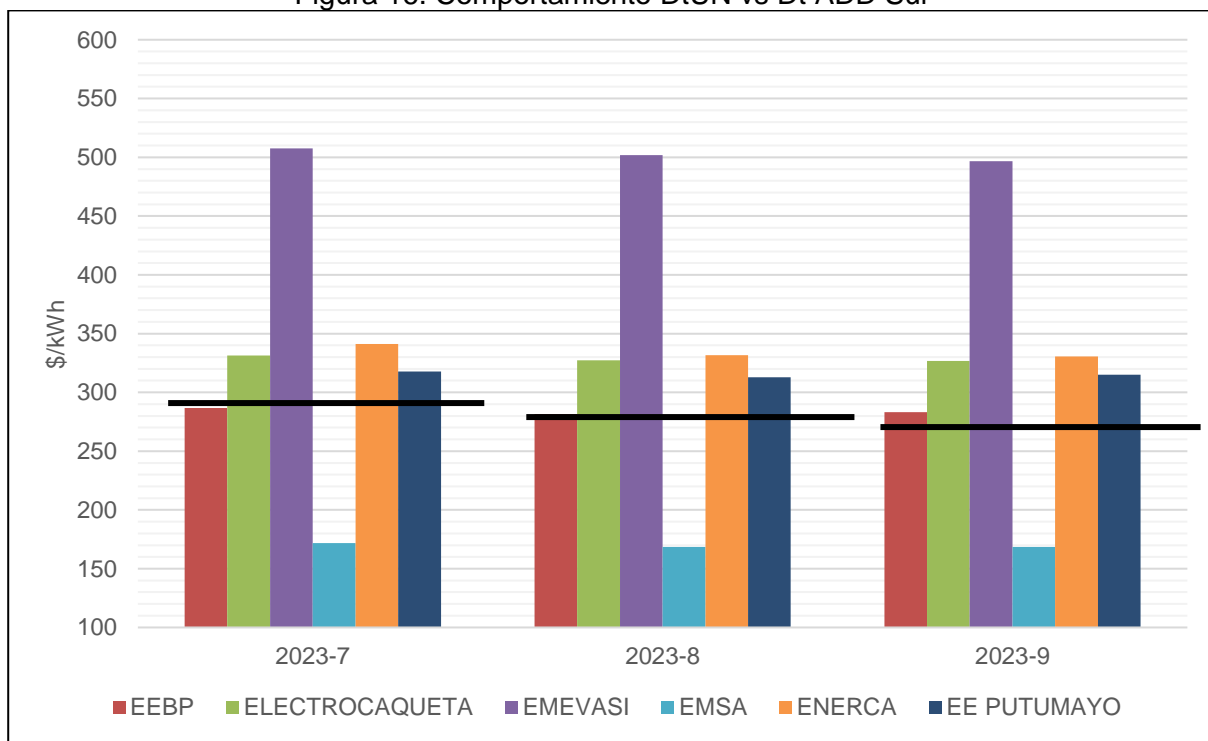


Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Tabla 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 3T

Operador de Red	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DISPAC	CHOCÓ	1,48	1,47	1,48
EBSA	BOYACÁ	8,31	8,27	8,31
ENELAR	ARAUCA	-15,11	-15,02	-15,10
ESSA	SANTANDER	8,85	8,78	8,89
CENS	NORTE DE SANTANDER	6,34	6,29	6,37
CHEC	CALDAS	3,56	3,53	3,57
EEP (PEREIRA)	PEREIRA	5,12	5,08	5,14
EDEQ	QUINDIO	7,04	6,98	7,07
EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	-0,01	-0,01	-0,01
CETSA	TULUÁ	-0,25	-0,25	-0,25
EEP (CARTAGO)	CARTAGO	-0,06	-0,06	-0,06
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	11,50	11,43	11,49
ELECTROHUILA	HUILA	-1,19	-1,18	-1,19
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	-10,17	-10,11	-10,17
CEO	CAUCA	7,49	7,45	7,49
CEDENAR	NARIÑO	-0,86	-0,86	-0,86
EMSA	META	1,34	1,33	1,35
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	5,90	5,87	5,90
EMEESA	POPAYAN-PURACÉ	-0,85	-4,83	-4,88
RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CARIBEMAR	CARIBE MAR	3,58	3,55	3,59
AIR-E	CARIBE SOL	4,84	4,81	4,84
EEPSAESP	PUTUMAYO	-12,13	-12,04	-12,18
CELSIA COLOMBIA	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	14,55	14,47	14,54
E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	-11,45	-11,36	-11,50
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-1,16	-1,15	-1,16
ENERCA	CASANARE	-13,62	-13,51	-13,67
EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	1,40	1,39	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 tercer trimestre de 2023 (julio, agosto y septiembre).

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

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

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

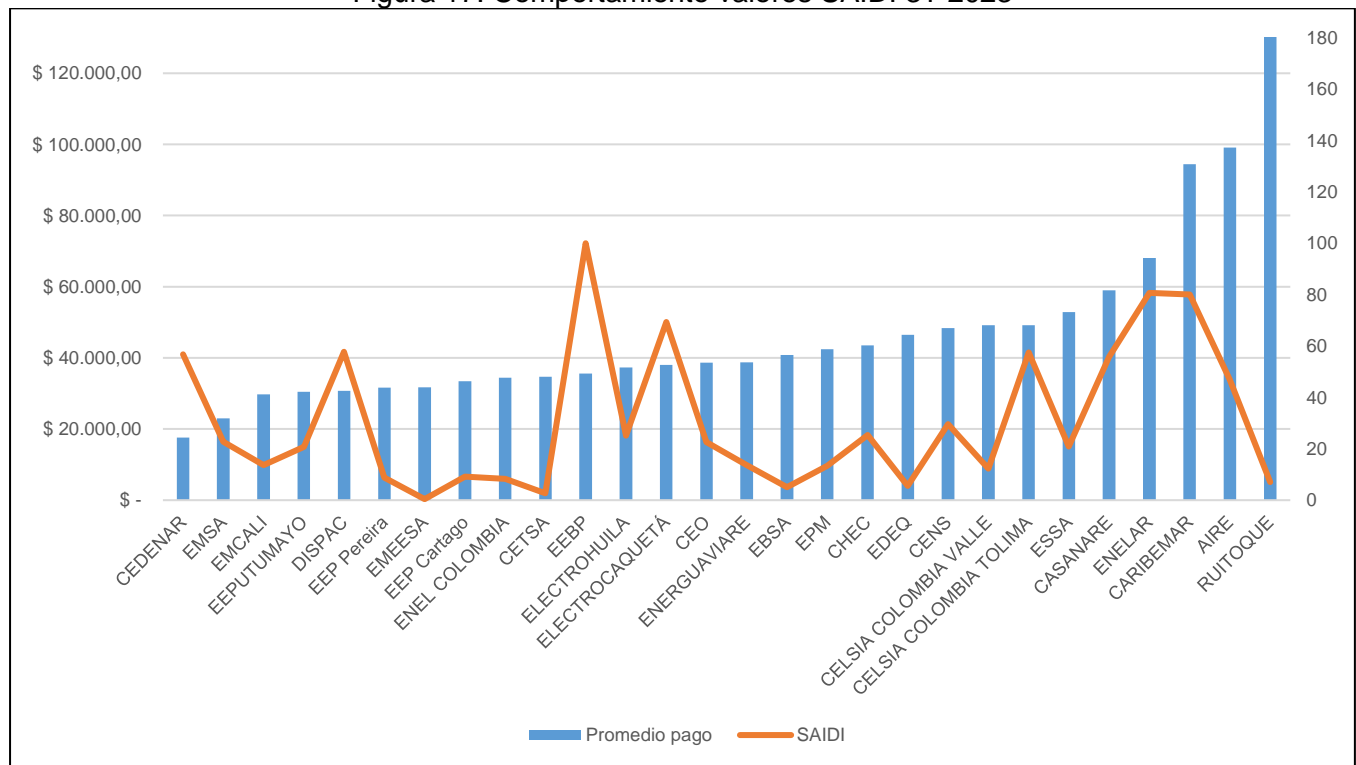
Donde:

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

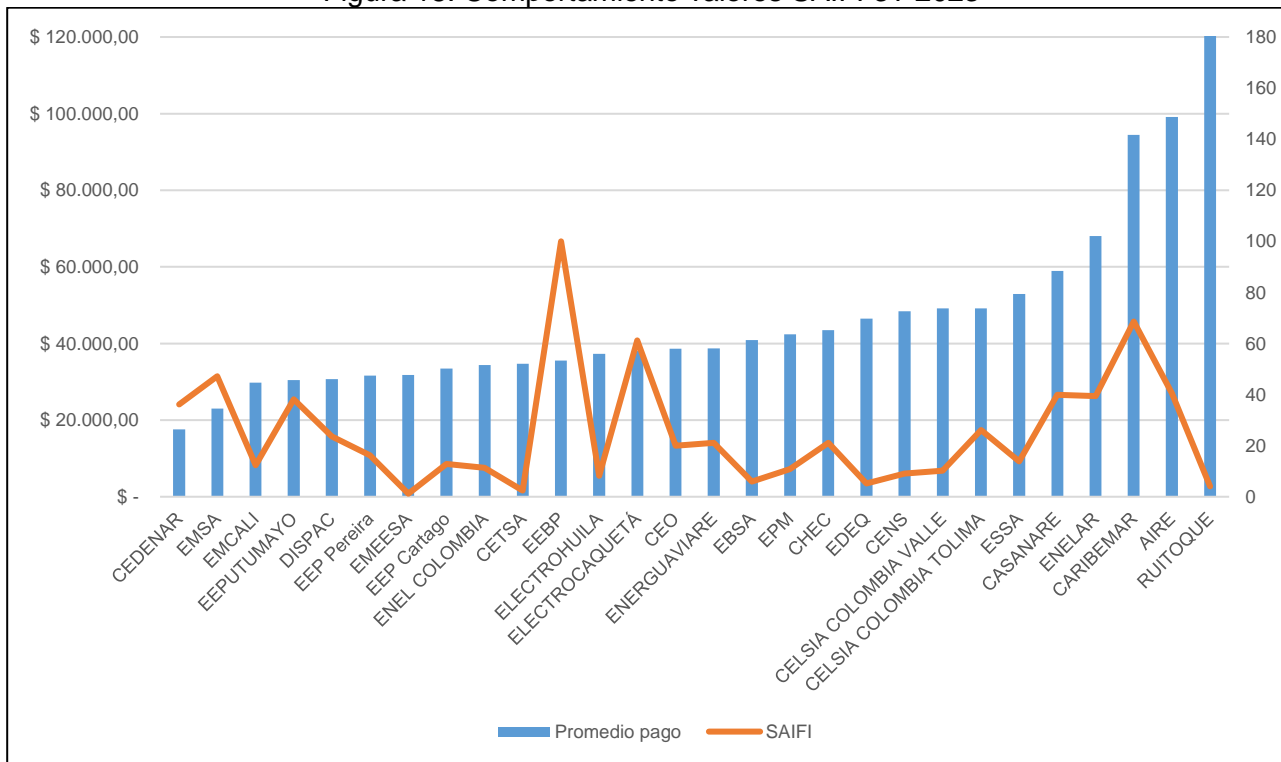
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 3T 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 3T 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 (\$ 169,667) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 7 y 4,03 y que equivalen a 5,16 horas y 2,34 veces respectivamente, y a la empresa CEDENAR con el ingreso por usuario más bajo (\$ 17.559) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 56,8 y 36,1 y que equivalen a 41,87 horas y 20,97 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 73,71 horas y 58,04 veces con un ingreso por usuario de \$35.551.

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	73,71	58,04	35.552
ENELAR	59,44	22,88	68.061
CARIBEMAR	58,98	39,80	94.452
ELECTROCAQUETÁ	51,10	35,54	38.022
DISPAC	42,56	13,71	30.741

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 \$43.675.

### 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

		jul-23	ago-23	sep-23
A	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)</b>	62.955.624.311	62.162.611.746	62.785.632.287
B	<b>Compensación total - CAL (COP)</b>	294.252.971	1.109.256.313	417.525.235
C	<b>Compensación total - PPA o VTG (COP)</b>			2.436.101.515
A - B - C = D	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)</b>	<b>62.661.371.340</b>	<b>61.053.355.433</b>	<b>59.932.005.537</b>
E	<b>ENERGÍA DEL STR (kWh)</b>	1.670.374.303	1.759.720.556	1.785.540.022
F	<b>ΔSTR (\$/kWh)</b>	0,03229	-0,436308	-0,202393
(D/E) + F	<b>Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)</b>	<b>37,54</b>	<b>34,25</b>	<b>33,36</b>

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el tercer trimestre de 2023, en el STR Norte se evidencia una disminución en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 1,21 \$/kWh en promedio respecto del mes inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones negativas presentadas en todo el trimestre en las demandas del STR Norte; sin embargo, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los STR presentaron para el mes de julio de 2023 una disminución de 934 millones, de 1.608 para el mes de agosto y de 1.121 en el mes de septiembre.

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

Tabla 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Centro-Sur

		jul-23	ago-23	sep-23	
STR CENTRO SUR	A	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)</b>	148.558.825.846	147.554.011.138	148.586.064.229
	B	<b>Compensación total - CAL (COP)</b>	1.644.588.955	910.466.732	483.054.690
	C	<b>Compensación total - PPA o VTG (COP)</b>	210.690.968	209.016.619	211.522.120
	A - B - C = D	<b>TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)</b>	<b>146.703.545.923</b>	<b>146.434.527.787</b>	<b>147.891.487.419</b>
	E	<b>ENERGÍA DEL STR (kWh)</b>	4.282.527.324	4.424.760.736	4.553.621.330
	F	<b>ΔSTR (\$/kWh)</b>	0,03229	-0,006752	-0,052623
	(D/E) + F	<b>Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)</b>	<b>34,29</b>	<b>33,09</b>	<b>32,43</b>

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 1,13 \$/kWh para el mes de julio, y disminuyó en 1,2 \$/kWh para el mes de agosto, seguido de 0,6 para el mes de septiembre.

Asimismo, se evidencia que el STR CENTRO SUR fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de EMSA tal como se muestra en la Tabla 18, Tabla 19 y Tabla 20.

## Julio 2023



Tabla 18. Proyectos compensados por PPA julio 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	210.690.968,00

Fuente: Reportes XM

## Agosto 2023

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA agosto 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	209.016.619,00

Fuente: Reportes XM

## Septiembre 2023

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA septiembre 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	211.522.120,00
GENM	PPA	UPME STR 13-2015 Subestación La Loma 110 kV	2.436.101.515,00

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 \$ 4.048,63 \$/USD\$.

## Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de -7,13% respecto al segundo trimestre de 2023 pasando de 89,57 \$/kWh a 82,44 \$/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 22,50 \$/kWh, en el mes de agosto. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIRE mercado Caribe Sol, con 131,29 \$/kWh, en el mes de julio. Ver Tabla 21

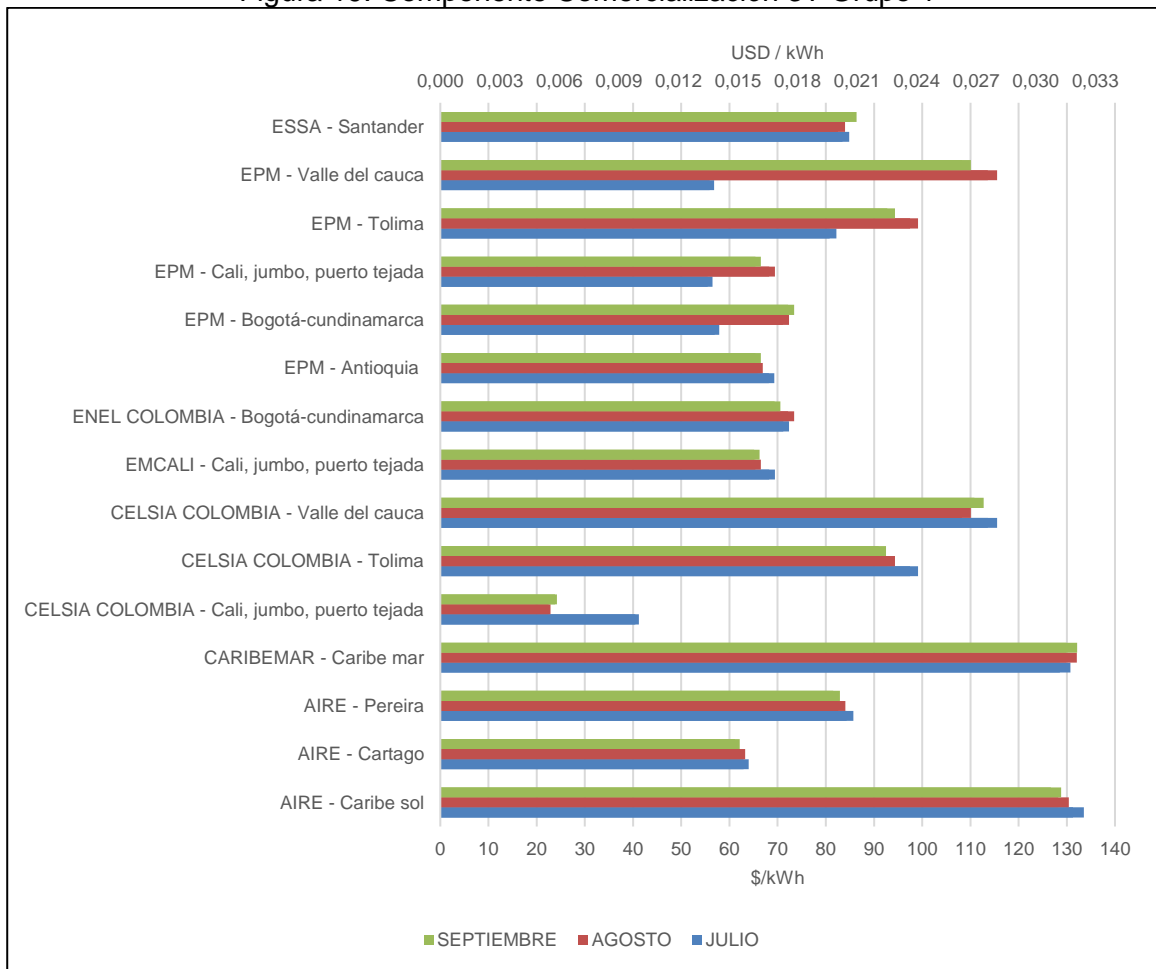
Tabla 21. Componente Comercialización 3T Grupo 1

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE - Caribe sol	131,29	128,22	126,67
AIRE - Cartago	62,93	62,19	61,11
AIRE - Pereira	84,29	82,61	81,50
CARIBEMAR - Caribe mar	128,58	129,86	129,91
CELSIA COLOMBIA - Cali, Jumbo, Puerto Tejada	40,49	22,50	23,77
CELSIA COLOMBIA - Tolima	97,47	92,74	90,96
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	113,63	108,26	110,83
EMCALI - Cali, Jumbo, Puerto Tejada	68,27	65,41	65,14
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	71,13	72,18	69,40
EPM - Antioquia	68,17	65,80	65,41
EPM - Bogotá-Cundinamarca	56,93	71,13	72,18
EPM - Cali, Jumbo, Puerto Tejada	55,51	68,27	65,41
EPM - Tolima	80,82	97,47	92,74

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
EPM - Valle del cauca	55,86	113,63	108,26
ESSA - Santander	83,43	82,55	84,95

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 3T Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

## Grupo 2

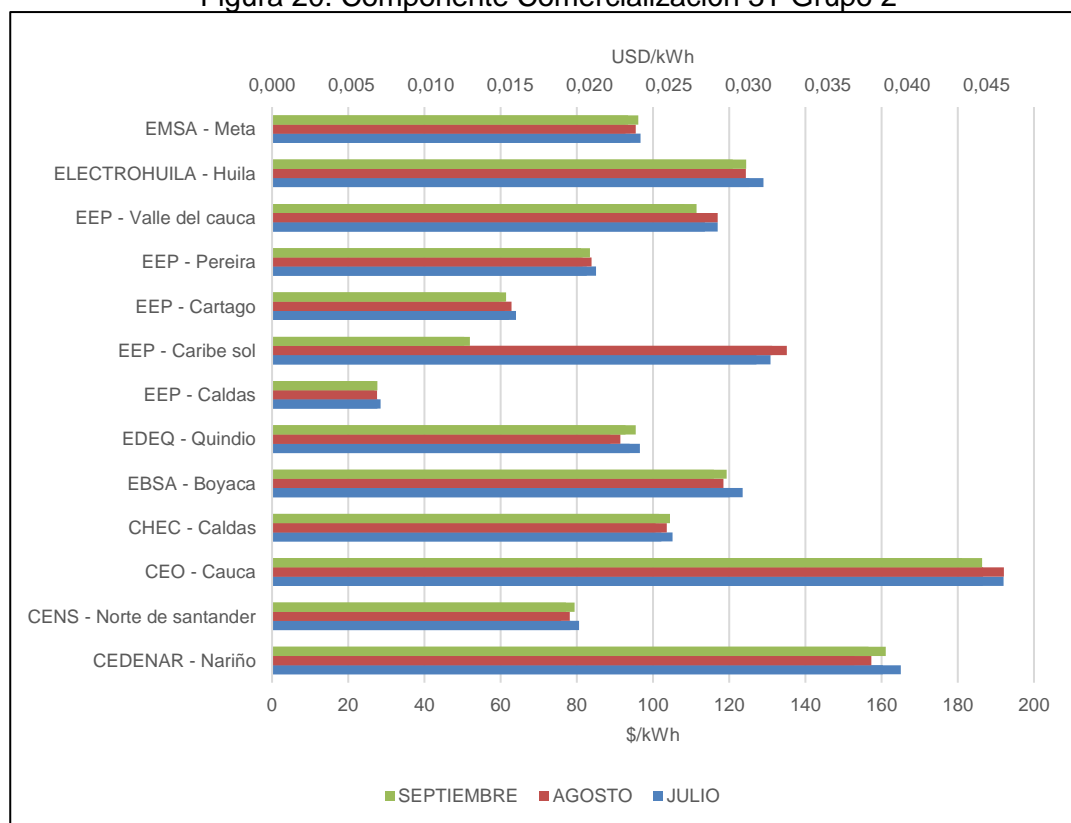
El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 114,03 \$/kWh para el tercer trimestre de 2023, estando por debajo del promedio del segundo trimestre de 2023 en 10,3%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por EEP para el mercado Caldas, en el mes de agosto con un valor igual a 26,80 \$/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 agosto, con un valor de 186,63 \$/kWh. Ver Tabla 22

Tabla 22. Componente Comercialización 3T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR - Nariño	160,36	152,83	156,57
CENS - Norte de Santander	78,31	75,92	77,13
CEO - Cauca	186,55	<b>186,63</b>	181,12
CHEC - Caldas	102,19	100,69	101,50
EBSA - Boyacá	120,05	115,12	115,94
EDEQ - Quindío	93,84	88,84	92,76
EEP - Caldas	27,68	<b>26,80</b>	26,85
EEP - Caribe sol	127,16	131,29	50,46
EEP - Cartago	62,19	61,11	59,68
EEP - Pereira	82,61	81,50	81,10
EEP - Valle del cauca	113,63	113,63	108,26
ELECTROHUILA - Huila	125,31	120,86	120,94
EMSA - Meta	94,02	92,76	93,43

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Componente Comercialización 3T Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Dentro del grupo 2, las empresas CEDENAR S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de las empresas pertenecientes a este grupo.

### Grupo 3

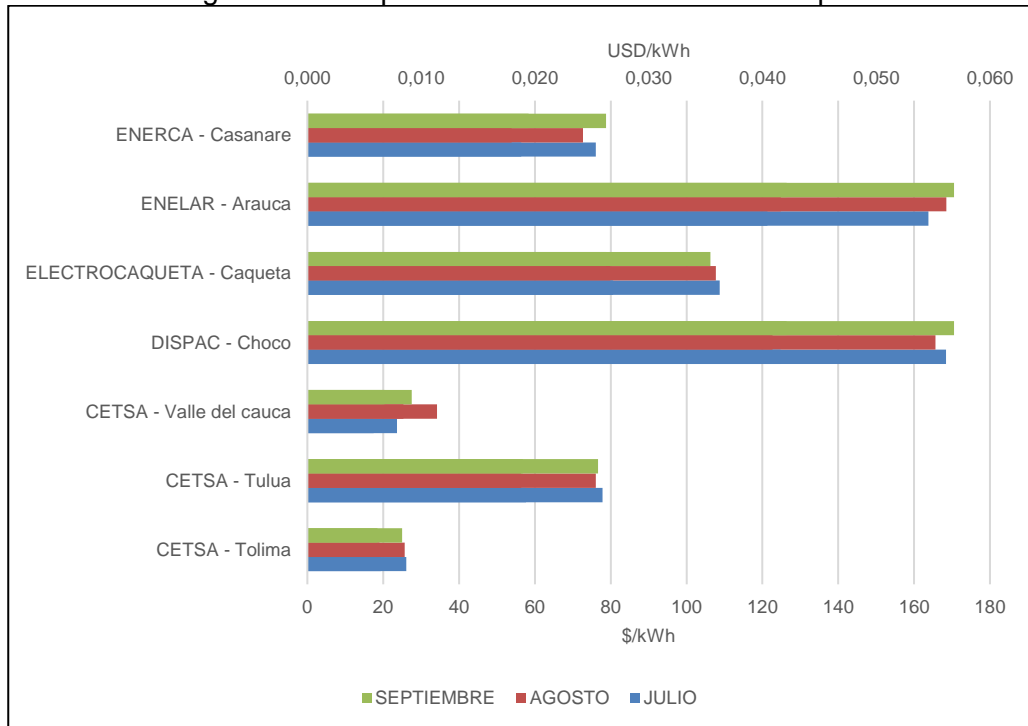
En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el tercer trimestre de 2023 de 92,87 \$/kWh, 3,9% por debajo que el anterior trimestre. Para el mes de julio de 2023 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Compañía de electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. en el mercado Valle del Cauca, con un valor igual a 23,63 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de septiembre de 2023 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con un valor de 170,53 \$/kWh. Ver Tabla 23

Tabla 23. Componente Comercialización 3T Grupo 3

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA - Tolima	26,08	25,64	24,99
CETSA - Tuluá	77,86	76,08	76,62
CETSA - Valle del cauca	<b>23,63</b>	34,20	27,48
DISPAC - Chocó	168,43	165,59	<b>170,53</b>
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	108,75	107,72	106,28
ENELAR - Arauca	163,74	168,54	170,52
ENERCA - Casanare	76,10	72,69	78,74

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 3T 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., Dicel S.A. E.S.P., Diceler 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., Enerco S.A. E.S.P., Sol & Cielo., BIA Energy, Enel X Colombia y Enerbit, fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos. Ver Tabla 24.

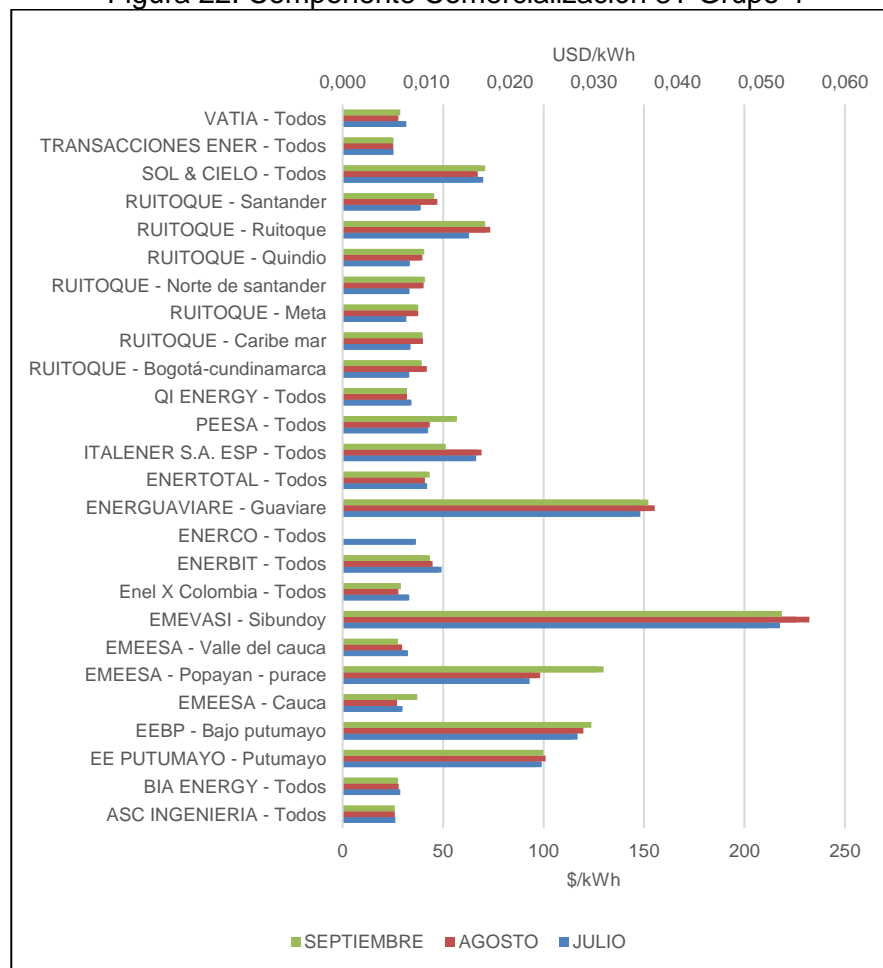
Tabla 24. Componente Comercialización 3T Grupo 4

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	25,62	25,18	25,33
BIA ENERGY - Todos	27,81	27,07	26,83
EE PUTUMAYO - Putumayo	96,27	98,23	97,15
EEBP - Bajo putumayo	113,72	116,51	120,35
EMEESA - Cauca	28,99	26,27	36,13
EMEESA - Popayán – Purace	90,46	95,49	126,27
EMEESA - Valle del cauca	31,53	28,81	26,78
EMEVASI - Sibundoy	211,57	<b>225,77</b>	212,50
Enel X Colombia - Todos	32,23	26,97	28,21
ENERBIT - Todos	47,81	43,57	42,29
ENERCO - Todos	35,54		

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ENERGUAVIARE - Guaviare	144,06	150,90	147,87
ENERTOTAL - Todos	40,94	39,86	42,08
ITALENER S.A. ESP - Todos	64,55	67,16	49,89
PEESA - Todos	41,33	42,07	55,23
QI ENERGY - Todos	33,27	31,10	31,20
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	32,29	40,81	38,24
RUITOQUE - Caribe mar	32,84	38,82	38,70
RUITOQUE - Meta	30,78	36,51	36,60
RUITOQUE - Norte de Santander	32,45	39,26	39,76
RUITOQUE - Quindío	32,54	38,54	39,45
RUITOQUE - Ruitoque	61,15	71,38	68,89
RUITOQUE - Santander	37,81	45,92	44,32
SOL & CIELO - Todos	68,01	65,40	68,84
TRANSACCIONES ENER - Todos	24,70	24,56	24,58
VATIA - Todos	30,90	26,91	27,84

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 22. Componente Comercialización 3T Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 58,13 \$/kWh para el tercer trimestre de 2023. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa TRANSACCIONES ENERGÉTICAS, con un valor igual a 24,56 \$/kWh en el mes de agosto; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de agosto para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A., con un valor igual a 225,77 \$/kWh.

## 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 de las 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 25 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 25. Componente de Pérdidas (PR) 3T

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE	CARIBE SOL	184,81	191,32	196,78
AIRE	RESTO	65,97	66,90	66,52

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA	TODOS	59,65	60,32	60,54
BIA ENERGY	TODOS	131,97	90,93	90,36
CARIBEMAR	CARIBE MAR	153,34	163,96	168,07
CEDENAR	NARIÑO	71,79	71,17	69,58
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	82,78	85,00	87,26
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	57,17	58,63	60,06
CELSIA COLOMBIA	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	56,71	58,13	59,57
CENS	NORTE DE SANTANDER	75,96	78,55	83,47
CEO	CAUCA	84,16	85,29	84,77
CETSA	TULUÁ	52,10	52,48	53,15
CETSA	RESTO	68,02	68,63	69,62
CHEC	CALDAS	56,70	64,54	64,11
DISPAC	CHOCÓ	66,05	66,77	66,18
EBSA	BOYACÁ	69,94	73,14	75,35
EDEQ	QUINDÍO	59,79	64,37	65,48
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	94,15	100,22	105,32
EEBP	BAJO PUTUMAYO	52,92	53,46	52,86
EEP	CARTAGO	89,79	93,14	94,06
EEP	PEREIRA	60,99	63,29	63,24
EEP	RESTO	105,64	109,11	110,28
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	69,93	70,65	70,34
ELECTROHUILA	HUILA	76,65	77,30	76,74
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	61,04	62,10	63,53
EMEESA	POPAYAN - PURACE	55,51	56,27	55,87
EMEESA	RESTO	75,68	76,84	76,50
EMEVASI	SIBUNDOY	54,36	54,91	54,89
EMSA	META	61,05	62,36	68,22
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	65,11	68,94	71,16
Enel X Colombia	TODOS	86,26	86,99	86,58
ENELAR	ARAUCA	52,04	54,41	56,67
ENERBIT	TODOS	97,04	98,13	98,19
ENERCA	CASANARE	73,35	77,06	79,66
ENERCO	TODOS	83,85		
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	44,22	44,73	44,29
ENERTOTAL	TODOS	93,61	101,79	143,25
EPM	ANTIOQUIA	65,86	65,34	70,44
EPM	RESTO	87,60	63,25	62,89
ESSA	SANTANDER	74,33	80,50	63,17
ITALENER S.A. ESP	TODOS	91,51	94,32	97,23
PEESA	TODOS	75,75	57,17	89,68
QI ENERGY	TODOS	100,51	105,60	110,19
RUITOQUE	RUITOQUE	69,22	67,75	67,75
RUITOQUE	RESTO	100,86	100,18	95,85
SOL & CIELO	TODOS	193,61	207,91	214,98
TRANSACCIONES ENER	TODOS	113,79	118,15	117,84
VATIA	TODOS	72,07	74,02	76,10

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 julio de 2023 con 44,22 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de septiembre de 2023 para la empresa SOL & CIELO con 214,98 \$/kWh en promedio para todos los mercados atendidos.

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

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

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

Ahora bien, aclarado lo anterior, en la Tabla 26 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 26. 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

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

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

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

Finalmente, en la Tabla 27 se muestran los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los OR que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el tercer trimestre de 2023:

Tabla 27. valores CPROG 3T

Operador de Red	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIR-E	18,65	18,63	18,44
CARIBEMAR	6,03	6,03	5,95
CEDENAR	12,70	12,52	12,42
CELSIA COLOMBIA (CELSIA-VALLE DEL CAUCA)	4,54	4,48	4,44
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA) TOLIMA	7,26	7,30	7,23
CENS	3,75	3,67	3,63
CEO	7,55	7,51	7,49
CETSA	3,19	3,17	3,14
CHEC	6,94	6,86	6,80
DISPAC	10,01	9,90	9,85
E.E.B.P.	2,95	2,90	2,87
EBSA	0,91	1,14	1,13
EDEQ	5,41	5,30	5,25
EE.PP.M.	5,43	5,33	5,26
EEP (CARTAGO) CARTAGO	3,82	3,78	3,73
EEP (PEREIRA) PEREIRA	7,53	7,39	7,30
EEPSAESP	1,09	1,06	1,04
ELECTROCAQUETÁ	1,27	1,25	1,24
ELECTROHUILA	7,66	7,57	7,47
EMCALI EICE ESP	4,48	4,44	4,40
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	6,49	5,13	5,03

Operador de Red	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ENEL COLOMBIA	4,16	4,11	4,09
ENELAR	0,14	0,14	0,14
ENERCA	15,09	14,87	15,27
ENERGUAVIARE	5,41	5,27	5,22
ESSA	3,95	3,87	3,82
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

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 tercer 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 23.

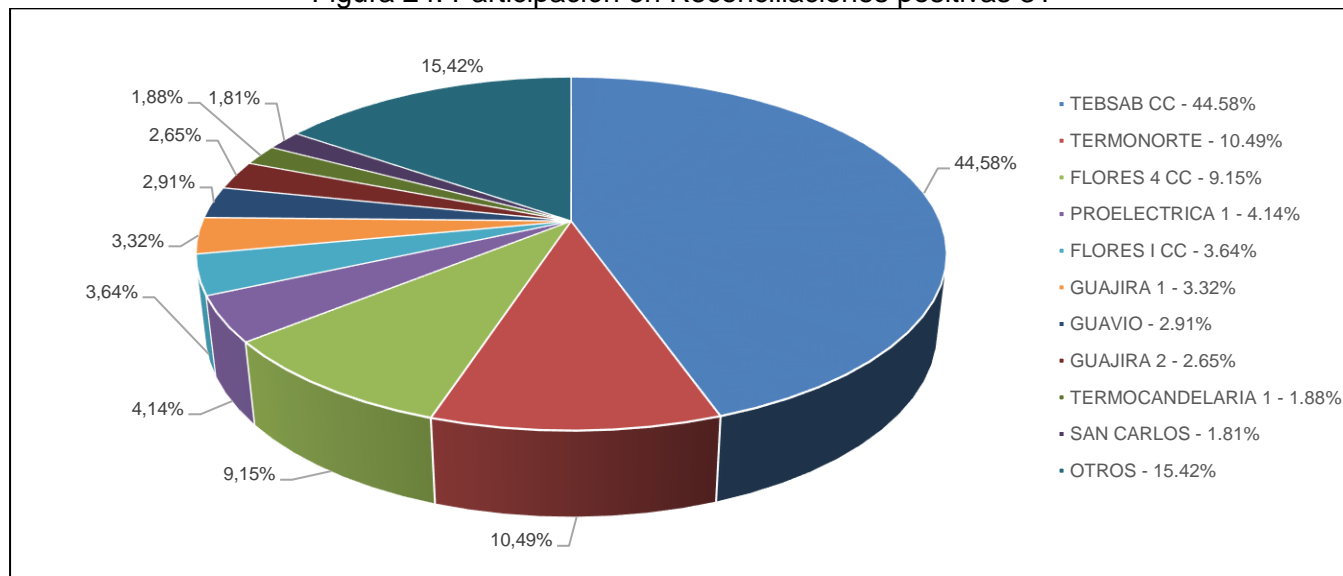
Figura 23. Formula restricciones

Reconciliación Positiva
<b>más (+)</b>
Servicio_AGC
<b>menos (-)</b>
Reconciliación Negativa
<b>menos (-)</b>
Responsabilidad Comercial AGC
<b>igual a (=)</b>
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 24 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de junio, julio y agosto de 2023.

Figura 24. Participación en Reconciliaciones positivas 3T



\*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

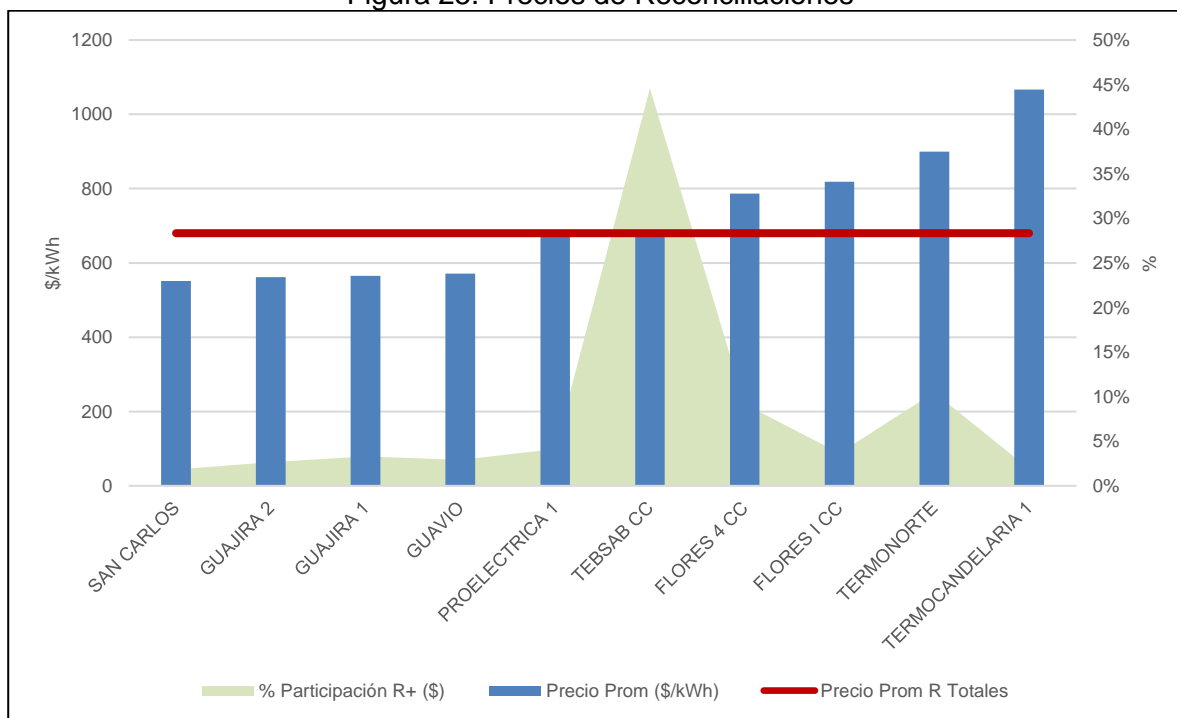
En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2023, se mantuvo una participación de los agentes similar en las reconciliaciones positivas; a manera de ejemplo TEBSAB continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 44,58% de las mismas, valor superior a la participación del trimestre anterior disminuyendo en 0,97 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 junio, julio y agosto de 2023. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la Figura 25 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 25. Precios de Reconciliaciones



\*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

Para el tercer trimestre de 2023, el recurso con mayor participación corresponde a TEBSAB con 44,58% con un precio promedio de 684,79 \$/kWh por encima del precio promedio de 680,02 \$/kW; mientras que, SAN CARLOS es el generador con participación más baja (1,81%) y con el precio promedio igual a 551,60 \$/kWh.

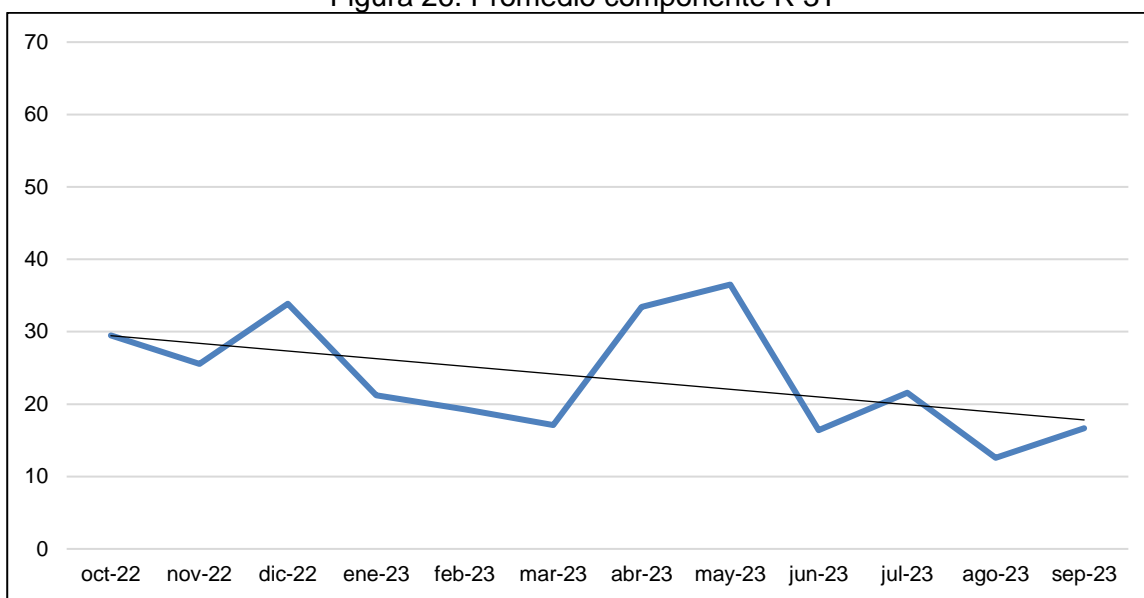
El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 680,02 \$/kWh, presentando un aumento de 1,1% correspondiente a 7,42 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 672,60 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Figura 26, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de octubre de 2022 a septiembre de 2023, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta algunas disminuciones significativas.

Para el tercer trimestre de 2023, se evidenció una disminución con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 16,95 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de julio, agosto y septiembre de 2023 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para junio, julio y agosto de 2023.

Figura 26. Promedio componente R 3T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 28. Promedio componente R 3T

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
oct-22	29,51
nov-22	25,56
dic-22	33,86
ene-23	21,22
feb-23	19,26
mar-23	17,12
abr-23	33,43
may-23	36,51
jun-23	16,39
jul-23	21,58
ago-23	12,58
sep-23	16,68

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 14,57% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 52.987 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 117.983 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, pero en los últimos trimestres no ha presentado valores distintos a cero.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 88,25% 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 313 millones de pesos, lo que representa una participación de 0,64% 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 5.436 millones de pesos.

En la Tabla 29 se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el tercer trimestre de 2023 y corresponde a los meses junio, julio y agosto de 2023.

Tabla 29. Detalles del cálculo Restricciones 3T

Concepto	Valor en pesos
<b>Total Restricciones (\$)</b>	<b>310.494.060.222</b>
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	117.983.705
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas térmicas precios gas (\$)	0
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	52.987.340.281
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>363.599.384.208</b>
Rentas de congestión (\$)	43.194.987.272
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	5.436.578.002
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	313.719.257
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>48.945.284.531</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>314.654.099.677</b>

Fuente: Reportes XM

## 9. Opción Tarifaria

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

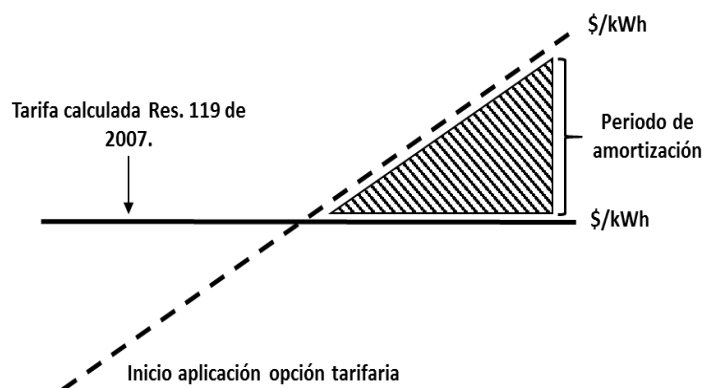
La Opción Tarifaria es una metodología que permite voluntariamente al comercializador modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) calculado bajo la metodología general definida a través de la Resolución CREG 119 de 2007 (de ahora en adelante CU\_119) cuando éste presente incrementos súbitos que podrían afectar al usuario final; es decir, que

ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado o cambios regulatorios.

En este sentido, al modificar el CU\_119 que corresponde al costo económico eficiente que debe cobrarse al usuario final regulado por uno menor, el comercializador deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU menor obtenido de la metodología de la opción tarifaria (de ahora en adelante CU\_012<sup>6</sup>). Dichos valores dejados de percibir en \$/kWh, posteriormente son convertidos a pesos (\$) y se acumulan mes a mes denominándose Saldos Acumulados (SA), que, conforme a la metodología, se actualizan reconociendo una tasa de interés conforme a lo establecido por la Comisión.

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

Figura 27. Opción Tarifaria



Fuente: Elaboración DTGE

Explicado en que consiste una opción tarifaria y habiendo indicado que la metodología era aplicable hasta mayo de 2019, luego de surtido el proceso de consulta y comentarios, a través

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

de la Resolución CREG 012 de 2020 del 14/02/2022 la Comisión expidió la nueva metodología de opción tarifaria, metodología con el mismo espíritu de la primera, pero incorporando algunas nuevas reglas. Esta nueva opción tarifaria se expidió previendo los incrementos en el (CU) a raíz de los cambios en los cargos de Distribución como resultado de la expedición de las resoluciones particulares a los Operadores de Red en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por lo tanto, si bien la metodología de la opción tarifaria no es nueva, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las medidas de aislamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Resolución CREG 058 de 2020, en la cual obliga 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 presente 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 tercer trimestre de 2023, 29 comercializadores, continúan aplicando la senda de Opción tarifaria. 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 30, nos permitimos mostrar 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 al mes de septiembre de 2023 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

Tabla 30. Saldos acumulados 1T vs 2T 2023. Todos los NT

COMERCIALIZADOR	SA (\$) JUNIO 2023	SA (\$) SEPTIEMBRE 2023	% VARIACIÓN
AIR-E	1.008.488.930.830	993.369.772.740	-1,50% ↓
CARIBEMAR	1.411.623.172.486	1.527.878.455.919	8,24% ↑
CEDENAR	103.302.432.908	106.334.670.545	2,94% ↑
CELSIA COLOMBIA (CELSIA VALLE DEL CAUCA)	128.218.741.182	109.802.884.021	-14,36% ↓
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	357.444.094.457	353.736.199.187	-1,04% ↓
CENS	143.765.248.469		-100,00% ↓
CETSA	20.504.085.116	17.661.545.516	-13,86% ↓
CHEC	125.615.051.678	147.088.965.280	17,10% ↑
DISPAC	8.222.355.164	8.180.997.498	-0,50% ↓
EBSA	57.621.188.859	58.848.858.631	2,13% ↑
EDEQ	64.715.666.323		-100,00% ↓
EE PUTUMAYO	221.394.684	138.652.412	-37,37% ↓
EE.PP.M.	639.003.351.321	703.593.527.367	10,11% ↑
ELECTROCAQUETÁ	35.110.144.283	38.886.817.229	10,76% ↑
ELECTROHUILA	51.191.552.229		-100,00% ↓
EMEESA	395.181.223		-100,00% ↓
EMEVASI	3.100.036.009	3.497.062.623	12,81% ↑
EMSA	88.157.594.023	91.466.353.608	3,75% ↑
ENEL COLOMBIA	372.999.245.658	366.386.959.833	-1,77% ↓
ENELAR	16.563.140.115		-100,00% ↓
ENERCA	41.730.484.847	43.604.024.547	4,49% ↑
ENERGIA DE PEREIRA (CARTAGO)	6.573.709.334	7.168.987.919	9,06% ↑
ENERGIA DE PEREIRA (PEREIRA)	6.355.819.565	3.981.014.891	-37,36% ↓
ENERGIAVIARE	13.092.243.173	14.247.188.648	8,82% ↑
ESSA	143.180.443.780	155.188.584.223	8,39% ↑



COMERCIALIZADOR	SA (\$) JUNIO 2023	SA (\$) SEPTIEMBRE 2023	% VARIACIÓN
QIENERGY	3.689.050.537	4.565.342.245	23,75% ↑
RUITOQUE	361.352.917	368.523.740	1,98% ↑
SOLYCIELO	111.589.843	226.574.452	103,04% ↑
VATIA	46.007.757.472	44.632.556.941	-2,99% ↓
<b>TOTAL</b>	<b>4.897.365.058.485</b>	<b>4.800.854.520.015</b>	<b>-1,97% ↓</b>

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 28 se presenta el promedio simple (para el tercer 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 particular<sup>7</sup>.

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

Figura 28. Promedio tarifa aplicada (estrato 4)  
3T

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	762,72
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	794,38
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	795,99
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	808,12
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	828,01
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	836,89
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	845,51
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	997,82
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	1000,02
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	704,69
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	827,69
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	853,61
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	701,98
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	844,27
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	714,78
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	729,60
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	733,49
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	747,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	768,60
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	779,77
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	782,50
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	792,98
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	803,06
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	810,28
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	827,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	916,39
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	964,12
BOYACA	PEESA	ORIENTE	722,83
BOYACA	VATIA	ORIENTE	724,28
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	731,02
BOYACA	Enel X Colombia	ORIENTE	795,03
BOYACA	BIA ENERGY	ORIENTE	806,93
BOYACA	EBSA	ORIENTE	848,83
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	851,77
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	858,23
CALDAS	VATIA	CENTRO	756,24
CALDAS	CHEC	CENTRO	770,17
CALDAS	PEESA	CENTRO	771,16
CALDAS	EEP	CENTRO	794,46
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	824,04
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	837,53
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	903,21
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	904,92
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	711,09
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	721,14
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	734,72
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	738,64
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	751,61
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	770,19
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	779,84
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	788,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	808,19
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	823,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	961,97
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	990,32
CAQUETA	VATIA	SUR	708,73
CAQUETA	PEESA	SUR	734,04
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	806,50
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	820,04
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	749,11
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	770,36
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	775,58
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	787,79
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	841,82
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	850,72
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	852,08
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	862,76

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	866,61
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	892,24
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	994,71
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	1023,13
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	766,20
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	779,21
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	814,69
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	835,83
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	844,48
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	858,34
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	863,49
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	866,96
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	872,31
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	935,58
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	967,56
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	990,35
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	746,56
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	751,16
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	818,82
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	839,94
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	841,46
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	1019,21
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1043,36
CASANARE	VATIA	SUR	713,52
CASANARE	PEESA	SUR	745,71
CASANARE	ENERCA	SUR	772,73
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	783,38
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	794,49
CASANARE	QI ENERGY	SUR	830,36
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	736,86
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	750,95
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	770,10
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	779,61
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	824,03
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	884,35
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	967,82
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1042,22
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	865,57
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	703,38
HUILA	VATIA	ORIENTE	723,69
HUILA	PEESA	ORIENTE	783,96
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	791,61
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	808,31
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	865,84
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	879,08
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	885,69
META	VATIA	SUR	699,15
META	ENERCO	SUR	719,16
META	PEESA	SUR	729,09
META	Enel X Colombia	SUR	766,44
META	EMSA	SUR	778,17
META	BIA ENERGY	SUR	781,76
META	RUITOQUE	SUR	797,19
META	QI ENERGY	SUR	882,73
META	ENERTOTAL	SUR	893,32
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	710,61
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	738,30
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	740,28
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	779,29
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	806,55
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	815,64
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	881,87
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1022,41
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	767,77
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	835,58
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	837,57
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	840,28
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	856,26
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	871,29
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	958,54

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	VATIA	CENTRO	754,66
PEREIRA	AIRE	CENTRO	780,72
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	786,12
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	820,00
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	833,37
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	837,97
PEREIRA	PEESA	CENTRO	849,09
PEREIRA	EEP	CENTRO	872,36
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	994,86
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	1007,46
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	784,44
PUTUMAYO	VATIA	SUR	733,52
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	866,09
QUINDIO	VATIA	CENTRO	756,09
QUINDIO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	800,43
QUINDIO	PEESA	CENTRO	801,59
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	804,41
QUINDIO	Enel X Colombia	CENTRO	823,03
QUINDIO	BIA ENERGY	CENTRO	840,24
QUINDIO	RUI TOQUE	CENTRO	864,47
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	969,45
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	981,88
RUI TOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	809,68
RUI TOQUE	RUI TOQUE	CENTRO	863,37
RUI TOQUE	QI ENERGY	CENTRO	1019,86
SANTANDER	VATIA	CENTRO	772,94
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	789,17
SANTANDER	ESSA	CENTRO	830,24
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	832,91
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	837,62
SANTANDER	RUI TOQUE	CENTRO	839,86
SANTANDER	PEESA	CENTRO	844,69
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	851,63
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	895,15
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	941,95
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	968,10
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	862,50
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	709,13
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	739,15
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	757,12
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	761,21
TOLIMA	EPM	ORIENTE	779,31
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	799,56
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	829,04
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	850,09
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1005,25
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1036,31
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	717,58
TULUA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	784,42
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	803,58
TULUA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	805,76
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	810,69
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	833,74
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	958,93
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	962,12
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	694,65
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	721,70
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	744,63
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	779,44
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	789,99
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	792,44
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	794,04
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	808,08
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	811,34
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	843,84

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	870,88
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	902,22
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	991,50

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

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

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

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

## 11. Usuarios no regulados

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

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

---

<sup>8</sup> <https://www.superservicios.gov.co/publicaciones>

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 julio, agosto y septiembre 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 tercer 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 y Vivienda De Interés Social. 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 313,10 \$/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 tercer trimestre de 2023, igual a 44,95 \$/kWh.

**Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 313,10 \$/kWh y el T promedio de 44,95 \$/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 313,10 \$/kWh y el T promedio de 44,95 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar.

**Componente D:** Se tomó el valor promedio del tercer trimestre de 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 59,77 \$/kWh correspondiente al promedio de los CDI. Para mercados sin ADD, se tomó el promedio trimestral de los cargos de distribución de cada OR.

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

**Componente R:** Se tomó el promedio del tercer trimestre de 2023 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (16,95 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CUMin resumidos en la Tabla 31. 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 31. Valores promedio del CUMin

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
CENTRO	NT1	684,84
CENTRO	NT2	597,31
CENTRO	NT3	486,49
CENTRO	NT4	432,04
OCCIDENTE	NT1	651,13
OCCIDENTE	NT2	566,19
OCCIDENTE	NT3	498,08
OCCIDENTE	NT4	432,04
ORIENTE	NT1	642,77
ORIENTE	NT2	568,89
ORIENTE	NT3	513,83



ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
ORIENTE	NT4	432,04
SUR	NT1	629,56
SUR	NT2	567,83
SUR	NT3	474,53
SUR	NT4	432,04
CARIBE MAR	NT1	737,91
CARIBE MAR	NT2	571,04
CARIBE MAR	NT3	522,86
CARIBE MAR	NT4	449,57
CARIBE SOL	NT1	674,05
CARIBE SOL	NT2	526,82
CARIBE SOL	NT3	481,25
CARIBE SOL	NT4	437,04
CHOCÓ	NT1	603,11
CHOCÓ	NT2	551,02

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, cálculos DTGE

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

### Nivel de Tensión 1

Para el tercer trimestre de 2023, el CU promedio más alto corresponde a CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. para el sector Comercial ADD Occidente con un valor de 877,77,52 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Especial Asistencial, servicio prestado por RUITOQUE S.A. E.S.P. con 656,21 \$/kWh en el ADD Oriente.

### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el tercer trimestre de 2023, es para AIR-E S.A.S. E.S.P. con 892,97 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Centro; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a COLOMBINA ENERGIA SAS ESP con para el sector Industrial sin ADD en el mercado Caribe Sol con 529,83\$/kWh.

### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el tercer trimestre de 2023 corresponde a EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP con 721,33 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre



analizado corresponde a ITALCOL ENERGIA S.A. ESP. con 491,62 \$/kWh para el sector Comercial en el ADD Centro.

#### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este tercer trimestre del año 2023 corresponde a ISAGEN S.A. E.S.P. con 1.125,24 \$/kWh en el sector Industrial ADD Oriente; por su parte, ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., presenta el menor valor promedio con 433,73 \$/kWh en el sector Industrial para ADD Oriente.

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 julio de 2023 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	760,84
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	794,38
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	796,42
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	797,33
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	832,15
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	837,96
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	849,51
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	885,32
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	972,27
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	703,98
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	820,55
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	838,46
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	712,23
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	844,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	712,58
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	726,05
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	731,52
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	747,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	755,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	783,11
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	787,46
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	795,17
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	803,29
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	805,77
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	808,36
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	858,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	937,06
BOYACA	VATIA	ORIENTE	721,43
BOYACA	PEESA	ORIENTE	724,97
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	731,02
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	787,91
BOYACA	Enel X Colombia	ORIENTE	801,07
BOYACA	BIA ENERGY	ORIENTE	809,76
BOYACA	EBSA	ORIENTE	841,52
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	844,19
CALDAS	VATIA	CENTRO	752,56
CALDAS	CHEC	CENTRO	765,82
CALDAS	PEESA	CENTRO	769,12
CALDAS	EEP	CENTRO	792,04
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	828,97
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	833,86
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	841,24
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	890,69
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	719,98
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	721,00
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	734,85
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	737,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	751,61
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	759,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	782,04
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	794,03
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	811,44
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	827,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	870,52
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	938,42
CAQUETA	PEESA	SUR	702,00
CAQUETA	VATIA	SUR	707,75
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	799,55
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	807,19
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	744,88
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	766,01
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	771,16

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	787,79
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	791,97
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	845,48
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	853,98
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	857,89
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	867,88
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	884,94
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	921,32
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	994,73
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	762,19
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	779,21
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	784,48
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	816,56
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	827,08
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	839,70
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	858,61
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	861,28
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	876,82
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	877,61
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	891,88
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	927,51
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	744,76
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	751,68
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	814,19
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	844,60
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	860,76
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	908,99
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	991,85
CASANARE	VATIA	SUR	710,04
CASANARE	PEESA	SUR	714,79
CASANARE	ENERCA	SUR	768,37
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	787,98
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	797,34
CASANARE	QI ENERGY	SUR	818,36
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	735,69
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	744,15
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	750,95
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	764,28
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	827,24
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	871,03
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	908,27
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	975,71
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	858,11
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	690,69
HUILA	VATIA	ORIENTE	721,42
HUILA	PEESA	ORIENTE	742,34
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	797,01
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	807,14
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	811,16
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	860,95
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	865,76
META	VATIA	SUR	696,26
META	ENERCO	SUR	719,16
META	PEESA	SUR	722,25
META	Enel X Colombia	SUR	770,46
META	EMSA	SUR	773,77
META	BIA ENERGY	SUR	784,55
META	ENERTOTAL	SUR	803,08
META	RUITOQUE	SUR	827,51
META	QI ENERGY	SUR	862,55
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	721,39
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	737,58
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	780,38
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	782,07
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	813,47
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	819,07
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	874,27
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	906,87
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	764,71
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	791,38
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	832,84

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	842,76
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	860,37
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	901,85
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	937,35
PEREIRA	VATIA	CENTRO	752,06
PEREIRA	AIRE	CENTRO	780,89
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	786,12
PEREIRA	PEESA	CENTRO	794,97
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	824,67
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	834,47
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	842,21
PEREIRA	EEP	CENTRO	867,44
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	884,06
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	981,12
POPAYAN - PURACE	EMESA	OCCIDENTE	780,01
PUTUMAYO	VATIA	SUR	731,22
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	863,77
QUINDIO	VATIA	CENTRO	753,65
QUINDIO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	790,81
QUINDIO	PEESA	CENTRO	790,92
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	799,87
QUINDIO	Enel X Colombia	CENTRO	827,69
QUINDIO	BIA ENERGY	CENTRO	844,29
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	870,62
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	893,36
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	957,24
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	855,71
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	989,15
SANTANDER	VATIA	CENTRO	770,80
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	789,17
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	792,88
SANTANDER	PEESA	CENTRO	796,75
SANTANDER	ESSA	CENTRO	825,55
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	834,91
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	835,43
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	840,45
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	855,63
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	895,46
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	946,75
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	862,35
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	714,25
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	736,18
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	757,12
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	757,73
TOLIMA	EPM	ORIENTE	779,85
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	779,88
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	831,83
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	842,76
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	901,38
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	975,40
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	716,82
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	756,89
TULUA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	790,49
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	806,93
TULUA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	809,02
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	826,55
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	849,23
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	937,36
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	696,02
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	720,77
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	744,63
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	748,03
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	783,73
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	796,25
VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	808,97
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	808,99
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	811,39
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	844,45
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	863,37
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	873,50
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	885,96

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	728,59
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	759,14
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	792,55
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	827,77
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	836,05
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	849,51
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	921,23
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	993,83
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	694,86
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	827,12
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	846,05
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	683,03
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	842,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	682,76
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	706,53
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	732,15
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	736,77
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	773,81
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	777,46
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	786,91
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	805,77
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	809,72
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	836,84
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	843,05
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	954,11
BOYACA	PEESA	ORIENTE	654,81
BOYACA	VATIA	ORIENTE	715,92
BOYACA	Enel X Colombia	ORIENTE	789,45
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	801,41
BOYACA	BIA ENERGY	ORIENTE	809,76
BOYACA	EBSA	ORIENTE	848,25
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	850,06
CALDAS	PEESA	CENTRO	703,97
CALDAS	VATIA	CENTRO	751,64
CALDAS	CHEC	CENTRO	769,66
CALDAS	EEP	CENTRO	792,30
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	823,69
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	841,24
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	854,10
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	903,23
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	685,44
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	696,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	712,03
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	TRANSACCIONES ENER	OCCIDENTE	736,47
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	740,10
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	770,19
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	782,49
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	811,44
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	811,66
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	909,26
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	952,86
CAQUETA	VATIA	SUR	696,94
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	805,95
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	815,65
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	748,60
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	769,84
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	774,52
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	836,02

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	843,98
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	862,18
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	867,88
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	908,99
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	913,76
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	1012,73
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	766,34
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	812,88
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	830,70
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	861,28
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	862,91
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	869,08
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	894,17
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	908,07
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	934,94
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1013,94
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	737,32
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	756,35
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	818,27
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	824,40
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	844,60
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	945,21
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	1010,01
CASANARE	VATIA	SUR	707,58
CASANARE	ENERCA	SUR	772,21
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	779,83
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	797,34
CASANARE	QI ENERGY	SUR	825,08
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	727,49
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	768,10
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	827,24
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	876,10
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	948,48
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	963,85
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	864,98
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	707,25
HUILA	VATIA	ORIENTE	715,97
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	786,50
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	811,16
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	825,73
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	865,25
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	873,42
META	PEESA	SUR	653,69
META	VATIA	SUR	693,08
META	Enel X Colombia	SUR	762,57
META	EMSA	SUR	777,65
META	BIA ENERGY	SUR	784,55
META	RUITOQUE	SUR	821,79
META	ENERTOTAL	SUR	833,83
META	QI ENERGY	SUR	875,96
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	651,67
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	717,15
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	729,69
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	775,02
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	800,43
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	819,07
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	881,26
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	936,33
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	764,17
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	837,01
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	837,63

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	860,37
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	899,52
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	954,19
PEREIRA	VATIA	CENTRO	751,52
PEREIRA	AIRE	CENTRO	791,03
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	819,85
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	832,34
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	842,21
PEREIRA	EEP	CENTRO	871,78
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	918,15
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	1003,99
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	783,91
PUTUMAYO	VATIA	SUR	722,58
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	865,08
QUINDIO	PEESA	CENTRO	723,93
QUINDIO	VATIA	CENTRO	752,50
QUINDIO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	792,64
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	803,87
QUINDIO	Enel X Colombia	CENTRO	822,75
QUINDIO	BIA ENERGY	CENTRO	844,29
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	885,33
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	900,95
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	977,38
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	809,86
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	862,57
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	1014,03
SANTANDER	VATIA	CENTRO	769,39
SANTANDER	ESSA	CENTRO	829,68
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	831,46
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	835,99
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	839,09
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	855,63
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	892,66
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	893,05
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	964,55
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	867,75
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	683,36
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	700,51
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	730,74
TOLIMA	EPM	ORIENTE	785,88
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	804,07
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	831,83
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	849,51
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	939,38
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	994,55
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	707,98
TULUA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	778,62
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	799,47
TULUA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	809,02
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	833,17
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	883,12
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	952,50
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	690,93
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	712,48
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	782,24
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	784,12
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	784,22
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	800,73
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	811,39
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	838,03
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	870,28
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	894,35
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	903,46

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	768,18
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	798,10
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	824,11
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	836,65
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	837,52
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	899,35
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	1027,36
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	1193,50
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	715,22
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	835,39
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	876,33
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	710,69
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	846,50
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	725,24
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	EPM	ORIENTE	725,99
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RANSACCIONES ENE	ORIENTE	736,81
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	781,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	782,38
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	782,58
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	796,86
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	797,63
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	817,82
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	867,36
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1001,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	1103,99
BOYACA	VATIA	ORIENTE	735,48
BOYACA	PEESA	ORIENTE	788,70
BOYACA	Enel X Colombia	ORIENTE	794,57
BOYACA	BIA ENERGY	ORIENTE	801,28
BOYACA	EBSA	ORIENTE	856,73
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	880,43
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	965,98
CALDAS	VATIA	CENTRO	764,53
CALDAS	CHEC	CENTRO	775,04
CALDAS	EEP	CENTRO	799,05
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	819,46
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	830,10
CALDAS	PEESA	CENTRO	840,38
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	920,83
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	1021,68
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	716,03
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EPM	OCCIDENTE	729,22
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	731,40
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	RANSACCIONES ENE	OCCIDENTE	741,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	787,29
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	789,60
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	801,68
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	831,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	865,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	994,64
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1191,17
CAQUETA	VATIA	SUR	721,49
CAQUETA	PEESA	SUR	766,07
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	814,01
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	837,27
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	753,84
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	775,23
CARIBE MAR	RANSACCIONES ENE	SIN ADD	781,06
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	843,95
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	846,40

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	854,19
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	864,08
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	868,21
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	912,19
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	1061,94
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1185,43
CARIBE SOL	RANSACCIONES ENE	SIN ADD	770,05
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	814,62
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	830,88
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	837,09
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	852,46
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	854,98
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	868,95
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	904,47
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	944,28
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1061,67
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1185,37
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	745,45
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	757,59
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	823,99
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	834,65
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	835,19
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	1055,78
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1275,87
CASANARE	VATIA	SUR	722,94
CASANARE	PEESA	SUR	776,62
CASANARE	ENERCA	SUR	777,61
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	782,33
CASANARE	BIA ENERGY	SUR	788,79
CASANARE	QI ENERGY	SUR	847,64
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	747,42
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	777,93
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	815,06
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	817,60
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	905,93
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	963,89
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1269,92
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	873,62
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	712,20
HUILA	VATIA	ORIENTE	733,67
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	791,32
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	802,60
HUILA	PEESA	ORIENTE	825,58
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	871,31
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	898,05
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	1024,20
META	VATIA	SUR	708,12
META	RUITOQUE	SUR	742,27
META	Enel X Colombia	SUR	766,28
META	BIA ENERGY	SUR	776,17
META	EMSA	SUR	783,09
META	PEESA	SUR	811,32
META	QI ENERGY	SUR	909,68
META	ENERTOTAL	SUR	1043,05
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	721,63
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	747,62
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	758,76
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	782,47
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	805,74
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	808,77
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	890,07
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1224,02



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	774,44
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	812,50
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	840,46
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	842,86
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	848,03
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	879,78
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	984,07
PEREIRA	VATIA	CENTRO	760,41
PEREIRA	AIRE	CENTRO	770,23
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	815,49
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	829,49
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	833,30
PEREIRA	EEP	CENTRO	877,88
PEREIRA	PEESA	CENTRO	903,20
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	1037,27
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	1182,36
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	789,40
PUTUMAYO	VATIA	SUR	746,75
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	869,42
QUINDIO	VATIA	CENTRO	762,12
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	809,49
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	814,72
QUINDIO	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	817,84
QUINDIO	Enel X Colombia	CENTRO	818,65
QUINDIO	BIA ENERGY	CENTRO	832,14
QUINDIO	PEESA	CENTRO	889,93
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	1011,03
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	1136,79
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	809,51
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	871,83
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	1056,41
SANTANDER	VATIA	CENTRO	778,63
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	831,83
SANTANDER	ESSA	CENTRO	835,49
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	836,42
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	843,63
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	845,58
SANTANDER	PEESA	CENTRO	892,62
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	896,95
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	992,99
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	1140,32
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	857,39
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	712,63
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	750,52
TOLIMA	EPM	ORIENTE	772,20
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	814,72
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	823,46
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	842,54
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	858,00
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1045,81
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1268,18
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	727,96
TULUA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	784,14
TULUA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	799,24
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	804,33
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	841,49
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	864,49
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	996,49
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1144,44
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	697,00
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	731,86
VALLE DEL CAUCA	EPM	OCCIDENTE	770,38

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	789,60
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	790,89
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	801,45
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	824,30
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	836,84
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	849,04
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	878,98
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	926,34
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	1197,53

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)
JULIO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	853,23	832,84
JULIO	CENTRO	CHEC	CALDAS	813,99	765,82
JULIO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	833,06	799,87
JULIO	CENTRO	EEP	PEREIRA	843,83	867,44
JULIO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	821,98	797,33
JULIO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	868,34	825,55
JULIO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	922,72	855,71
JULIO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	915,48	834,91
JULIO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	891,42	874,27
JULIO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	795,34	863,37
JULIO	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	746,26	826,55
JULIO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	819,87	814,19
JULIO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	820,35	764,28
JULIO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	854,69	780,01
JULIO	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	808,97	808,97
JULIO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	795,84	842,76
JULIO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	838,83	841,52
JULIO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	895,26	860,95
JULIO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	794,89	803,29
JULIO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	891,11	820,55
JULIO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	887,55	927,51
JULIO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	890,04	857,89
JULIO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	858,38	858,11
JULIO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	751,04	703,73
JULIO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	994,73	824,06
JULIO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	992,92	827,08
JULIO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	970,46	766,01
JULIO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	755,10	744,88
JULIO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	752,43	858,61
JULIO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	836,86	863,77
JULIO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	856,26	799,55
JULIO	SUR	EMSA	META	785,08	773,77
JULIO	SUR	ENERCA	CASANARE	768,63	768,37
AGOSTO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	853,19	837,01
AGOSTO	CENTRO	CHEC	CALDAS	854,46	769,66
AGOSTO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	849,75	803,87
AGOSTO	CENTRO	EEP	PEREIRA	843,42	871,78
AGOSTO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	802,29	792,55
AGOSTO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	889,69	829,68
AGOSTO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	909,75	862,57
AGOSTO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	903,97	839,09
AGOSTO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	861,30	881,26
AGOSTO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	783,55	870,28
AGOSTO	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	728,30	833,17
AGOSTO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	813,66	818,27
AGOSTO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	794,24	768,10
AGOSTO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	835,62	783,92
AGOSTO	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	782,24	782,24
AGOSTO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	787,38	849,51
AGOSTO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	828,19	848,25
AGOSTO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	879,20	865,25
AGOSTO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	805,04	809,72
AGOSTO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	899,00	827,12
AGOSTO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	887,37	934,94
AGOSTO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	908,04	862,18
AGOSTO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	844,19	864,98

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	747,07	707,25
AGOSTO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	1012,73	828,18
AGOSTO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	1013,94	831,22
AGOSTO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	992,00	769,84
AGOSTO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	750,43	748,60
AGOSTO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	748,42	862,91
AGOSTO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	864,24	865,08
AGOSTO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	845,69	805,95
AGOSTO	SUR	EMSA	META	789,32	777,56
AGOSTO	SUR	ENERCA	CASANARE	779,03	772,21
SEPTIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	878,26	842,86
SEPTIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	858,79	775,04
SEPTIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	853,18	809,49
SEPTIEMBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	849,51	877,88
SEPTIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	831,09	798,10
SEPTIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	784,68	835,49
SEPTIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	842,22	871,83
SEPTIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	834,71	845,58
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	863,01	890,07
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	804,56	878,98
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLA	741,58	841,49
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	829,48	823,99
SEPTIEMBRE	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	804,34	858,00
SEPTIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	858,05	856,73
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	885,02	871,31
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	822,07	817,82
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	931,41	835,39
SEPTIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	904,72	944,28
SEPTIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	931,28	868,21
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	858,16	873,62
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	756,20	712,20
SEPTIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	1061,94	833,98
SEPTIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	1061,67	837,04
SEPTIEMBRE	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	1043,54	775,23
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	773,93	753,84
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	769,56	868,95
SEPTIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	885,00	869,42
SEPTIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	848,92	814,01
SEPTIEMBRE	SUR	EMSA	META	842,60	782,99
SEPTIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	807,94	777,61

Fuente: Información publicada por las E.S.P

## Anexo 2

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

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 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.			533,38		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			654,87	599,27	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		665,16	632,78	607,27	561,23
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			676,81		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			672,98		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	741,51	766,53	741,33		
VATIA S.A. E.S.P.			565,02	641,00	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			658,85		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			646,72		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			636,71		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			692,40		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			691,80	706,55	741,34

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 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.	731,40	877,77			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		691,08		614,21	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		601,39			796,95
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P		537,02			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		562,31			
VATIA S.A. E.S.P.		606,59			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	716,84	670,04	643,49	670,67	
COMPañIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					
QI ENERGY SAS ESP		606,15			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		649,42			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		713,02			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		642,58			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.					634,37
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		485,93			684,34
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.					684,26
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		605,98		636,13	672,53
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		778,41	667,15		665,37
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P					669,58
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		699,63			694,81
VATIA S.A. E.S.P.		639,82			617,54
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		579,56			686,01
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP					675,51
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		639,83			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		625,70			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		682,11			
RUITOQUE S.A. E.S.P.	1050,52			656,21	671,41

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



EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.		642,72			641,80

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			516,52
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	752,42		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		701,60	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	665,86		
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	601,60		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 2023. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		754,70	678,99
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	760,28		
VATIA S.A. E.S.P.			697,84
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	716,32		
AIR-E S.A.S. E.S.P.	645,16	711,80	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			698,01

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre 3 2023. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.				679,55	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	655,81	706,96	668,56	683,40	742,18

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 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
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					620,82			
ISAGEN S.A. E.S.P.			571,72		812,02			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	581,40	581,33	594,50		573,02		534,00	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	568,86	574,90	570,40		559,75	581,13	557,66	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			590,18		618,30		806,71	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P					563,91			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.					603,41			
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	616,27	630,04	562,25	394,32	605,42		684,92	607,03
VATIA S.A. E.S.P.			570,82		573,60			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			802,34					
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P					439,05			
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			578,73		581,49			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP					595,54			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			591,81		591,82			
AIR-E S.A.S. E.S.P.			605,41		766,82		892,97	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			635,37		621,41		591,69	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.					610,48			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 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.						528,96	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	677,41		350,11			338,30	326,76
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	548,73		536,60	528,07	541,07	535,52	554,86
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			538,89			488,50	528,97

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			560,65			559,63	
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	548,83		539,98			521,59	532,79
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P.			524,27			524,13	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	571,33		555,83			545,32	
VATIA S.A. E.S.P.			578,50			549,92	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.	574,12		559,96	568,55	567,00	565,76	574,04
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			585,61			304,24	316,12
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			582,37				
QI ENERGY SAS ESP		775,25	536,42				
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP						538,53	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			561,65				
AIR-E S.A.S. E.S.P.			573,16				

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

### Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 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.							537,46	
ISAGEN S.A. E.S.P.			548,45				535,65	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	556,61	625,98	584,34	538,52			545,97	569,98
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	534,00		541,50				540,06	508,68
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	605,10	543,47	584,34	554,17	543,25		585,20	569,68
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	529,56		564,36	529,62			588,29	581,07
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							521,83	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.			463,56				571,79	
VATIA S.A. E.S.P.			543,47				551,02	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.			561,22				585,31	553,91
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.							672,00	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			585,06				583,83	
FRANCA ENERGIA SA ESP							694,66	
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP			621,82					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							538,61	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			585,29				821,83	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			561,47	565,41			570,05	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			585,09				621,38	
RUITOQUE S.A. E.S.P.		559,61	591,92	567,08	562,18		654,30	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	636,64		632,99		575,00	575,00	572,99	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 2023. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		562,28		598,62
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		564,39	538,73	334,30
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		571,51	512,46	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	796,88		571,16	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		657,43		309,65
VATIA S.A. E.S.P.		573,65	573,69	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.		544,77		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			810,39	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		575,26		
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	750,00			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		580,78		
RUITOQUE S.A. E.S.P.		554,17		
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 3 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.						576,59
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.						435,22
ISAGEN S.A. E.S.P.					508,08	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		517,48				585,95
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		525,28			521,23	524,04
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		572,10			592,10	547,83
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.						682,11

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						553,72
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						498,09
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		594,57				
VATIA S.A. E.S.P.		535,61				516,72
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P						777,52
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		583,37				
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					798,50	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP		541,00				541,29
QI ENERGY SAS ESP		777,86				
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		541,47				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	579,78	559,58	576,87	570,28	563,05	599,65
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP					676,95	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.		542,46				
AIR-E S.A.S. E.S.P.		567,62				
RUITOQUE S.A. E.S.P.		582,23				546,14

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 202. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distribución de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							565,42		
ISAGEN S.A. E.S.P.							488,87		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			672,16			512,83	496,57		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			515,01			514,06	512,78		506,23
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			533,88		542,30		540,74		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							487,19		
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.			662,34				662,95		
VATIA S.A. E.S.P.							521,47		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P							735,38		531,79
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							566,88		
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP							557,35		
QI ENERGY SAS ESP		771,76							
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							529,83		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							557,85		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			538,72				573,59		
AIR-E S.A.S. E.S.P.	654,70	544,59	569,04	554,58			547,69	555,96	590,44
RUITOQUE S.A. E.S.P.							537,42		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre 3 2023. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		502,76
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	545,73	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	559,29	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	526,76	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		491,62		507,60		
ISAGEN S.A. E.S.P.		506,18		439,44		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	455,79	445,77		441,21		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		464,44		458,29	397,13	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	478,77	504,93		492,43		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		429,06		429,06		
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		491,99	485,24	495,93	590,29	509,79
VATIA S.A. E.S.P.		393,56		453,37		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		466,88				
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		610,11		579,23		
QI ENERGY SAS ESP	771,86	720,39				

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		481,10		482,36		
AIR-E S.A.S. E.S.P.		495,71				
RUITOQUE S.A. E.S.P.		483,35	644,64	616,84	473,06	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		501,70	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		327,41	333,31
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	475,48	481,56	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	475,46	448,85	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	489,81	515,80	
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		449,75	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P	503,42	466,24	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		449,43	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		507,64	
VATIA S.A. E.S.P.	507,38	470,20	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	497,60	501,02	512,36
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		609,32	
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		357,21	558,40
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP	529,52		
QI ENERGY SAS ESP	413,83		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	490,17	473,02	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		510,59	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		485,19	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	503,81		537,89		
ISAGEN S.A. E.S.P.	490,36		437,26		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	433,62		487,51		0,00
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	489,94		486,46		474,89
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	466,67		506,41		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	525,81	457,71	495,12		386,51
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			446,58		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	552,84				
VATIA S.A. E.S.P.	496,25		494,29		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			526,05		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P			594,11		
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			549,22		
QI ENERGY SAS ESP	674,40				
FRANCA ENERGIA SA ESP			715,56		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP	523,66				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	511,04		497,52		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			554,05		
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	518,15		518,23	513,98	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		499,37		
ISAGEN S.A. E.S.P.		401,43	424,26	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		433,56	448,07	506,89
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		443,22	445,25	431,19
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		465,71	582,68	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			520,61	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		523,44		
VATIA S.A. E.S.P.			458,68	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			448,60	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			721,33	

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		579,13	601,10	
QI ENERGY SAS ESP	660,83			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			545,73	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			491,83	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			480,18	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			431,38	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	479,61		449,84	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			479,57	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	480,93		600,03	549,68
VATIA S.A. E.S.P.				499,48
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	622,38			616,97
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	502,89	519,96	533,02	505,87

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre 3 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.				515,44	
ISAGEN S.A. E.S.P.				417,34	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.				422,55	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		467,05		461,07	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.				502,07	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				436,83	
VATIA S.A. E.S.P.				476,86	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P				601,78	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	503,03		574,19	517,77	503,04

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		375,60	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		377,38	348,85
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	537,30	534,63	
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		358,75	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		394,41
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	422,46	397,37
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		402,42
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		441,38

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	387,35	1125,25
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		406,51

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		433,73
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		500,67
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		485,86

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	600,6168389
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	459,12
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	396,68

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		359,48	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			437,14
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	409,15		418,28
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	463,80		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		529,70	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	389,39
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	494,43

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



# Boletín Tarifario

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



JULIO - SEPTIEMBRE  
2023

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

