



Boletín Tarifario

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

ABRIL - JUNIO
2023



Contenido

Introducción	3
1. Actualidad tarifaria	3
2. Panorama nacional	4
3. Componente de Generación (G)	7
4. Componente de Transmisión (T)	23
5. Componente de Distribución (D)	29
6. Componente de Comercialización (C)	41
7. Componente de Pérdidas (PR)	48
8. Componente de Restricciones (R)	52
9. Opción Tarifaria	58
10. Tarifas aplicadas	62
11. Usuarios no regulados	65

Proyectaron:

Natalia Ximena Castro Puentes
Rafael Ricardo Rojas Peña

Revisó

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 segundo 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 la misma. Así mismo, 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. 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 04M2023, 05M2023 y 06M2023. Esta información fue reportada por 34 empresas, las cuales reportaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.

1. Actualidad tarifaria

En este trimestre es importante resaltar que la comercializadora DICEL S.A. E.S.P fue retirada del mercado de energía mayorista¹ 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

¹ **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.

venta de energía eléctrica, ya que no contaba con el respaldo energético necesario proveniente de DICEL.

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 segundo 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 CRE 4T

<u>Res. CREG/2023</u>	<u>Temática</u>
101 016	Por la cual se adoptan medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista.
101 018	Por la cual se define un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía y se modifica la Resolución CREG 024 de 1995
101 019	Por la cual se complementa la Resolución CREG 015 de 2018 en relación con las condiciones para ser Operador de Red.

Fuente: CREG –Normatividad

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el segundo 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 actualizan o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

Es importante anotar que dentro del presente análisis y debido a la existencia de empresas comercializadoras de energía eléctrica con presencia en más de un mercado, se decidió utilizar un promedio simple de los componentes para cada uno de los mercados en los que la empresa tenga presencia, excepto para los comercializadores que son integrados al operador de red en alguno de los mercados en los que prestan el servicio, en estos casos se relaciona el valor de

dicho mercado y aparte se 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 34 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 segundo trimestre de 2023 corresponden a QI ENERGY SAS ESP. en los mercados Caribe sol y Tolima con valores de 1087,59 \$/kWh y 1059,98\$/kWh respectivamente para el mes de junio y el tercer CU más alto igual a 1034,53 \$/kWh corresponde a BIA ENERGY SAS ESP. en el mercado Bogotá-Cundinamarca para el mes de junio de 2023. Así mismo, 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. No obstante, debido a la aplicación de la metodología de la Opción Tarifaria, el CU percibido por los usuarios de QI ENERGY SAS ESP. en el mercado de Caribe sol en el mes de junio de 2023 es de 824,608 \$/kWh; por otra parte, la QI ENERGY SAS ESP en el mercado Tolima y BIA ENERGY SAS ESP. en el mercado Bogotá-Cundinamarca, no se encuentran acogidas a la Opción Tarifaria.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU trasferido a los usuarios finales para el segundo trimestre de 2023 se encuentra la EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P con un valor de CU de 667,50 \$/kWh en el mercado Valle del cauca y 676 \$/kWh en el mercado CAUCA, seguido de VATIA S.A. E.S.P con 691,24 \$/kWh en el mercado Arauca también para mayo de 2023, y en cuarto lugar la empresa ENEL X COLOMBIA SAS ESP con un valor de CU de 691,78 \$/kWh en el mercado Bogotá-Cundinamarca.

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	697,42
ARAUCA	ORIENTE	765,85
CAQUETA	SUR	769,51
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	771,36
META	SUR	776,08
BOYACA	ORIENTE	776,81
BAJO PUTUMAYO	SUR	793,62
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	795,03
TULUA	OCCIDENTE	795,67
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	797,09
CALDAS	CENTRO	798,99
CASANARE	SUR	799,73
NARIÑO	OCCIDENTE	800,27
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	808,16
HUILA	ORIENTE	808,26
CARTAGO	OCCIDENTE	811,82
TOLIMA	ORIENTE	812,15
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	819,72
CAUCA	OCCIDENTE	819,99
SANTANDER	CENTRO	823,27
QUINDIO	CENTRO	823,97
CARIBE MAR	SIN ADD	826,23
ANTIOQUIA	CENTRO	828,45
PEREIRA	CENTRO	829,87
PUTUMAYO	SUR	834,23
CHOCO	SIN ADD	842,15
RUITOQUE	CENTRO	843,45
CARIBE SOL	SIN ADD	857,71
SIBUNDOY	SUR	917,00

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 2 se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de Sibundoy, Caribe Sol y Ruitoque tienen la tarifa de estrato 4 más alta de 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 2023, entendiendo que el número de usuarios crece cada año, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a abril de 2023 manteniendo la agrupación establecida en el primer 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, expresando 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 4.431,88 \$/USD.

Grupo 1

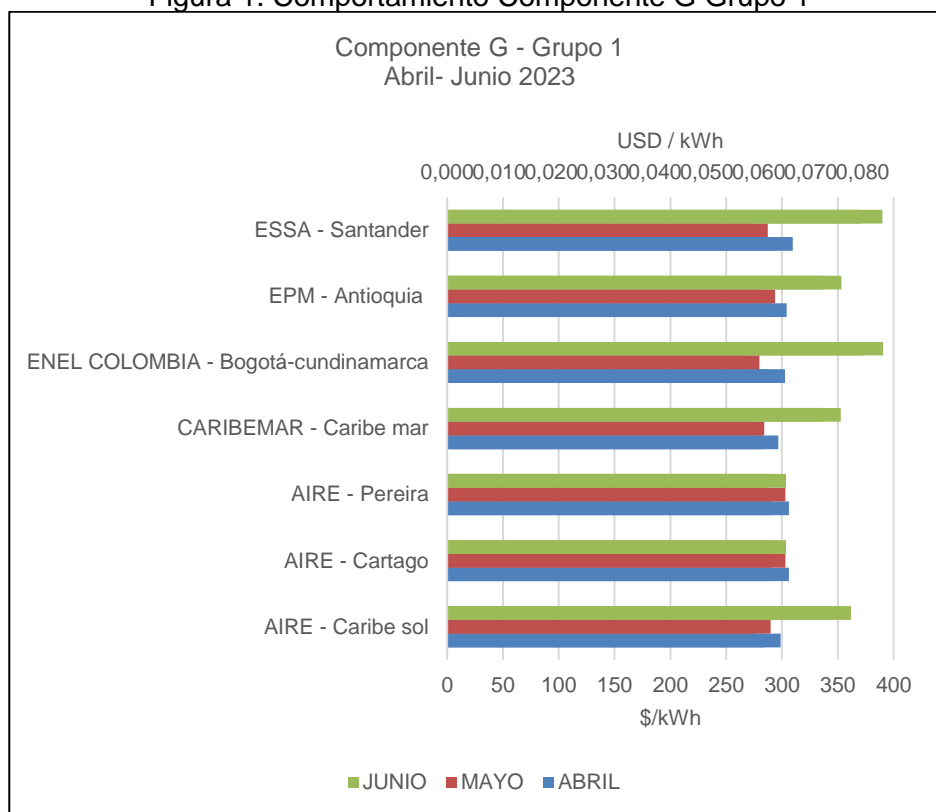
El valor promedio para el segundo trimestre de 2023 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 300,43 \$/kWh, 4,01 \$/kWh por debajo respecto al primer trimestre de 2023 que representa una disminución del 1,38%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa ENEL COLOMBIA para el mes de mayo de 2023 con un valor igual a 266,65 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde también a ENEL COLOMBIA con 372,15 \$/kWh para el mes de junio de 2023. Ver Tabla 3

Tabla 3: valor promedio componente de generación 4 T

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE - Caribe sol	284,61	276,15	344,77
AIRE - Cartago	291,85	288,88	289,39
AIRE - Pereira	291,85	288,88	289,39
CARIBEMAR - Caribe mar	282,83	270,66	335,90
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	288,45	266,65	372,15
EPM - Antioquia	289,88	280,03	336,51
ESSA - Santander	295,00	273,79	371,43

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 1. Comportamiento Componente G Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se aclara que el G para los mercados Pereira y Cartago publicados por AIR-E, corresponde al Mc más un ajuste al Mc trasladado para ese mes. Lo anterior quiere decir que la empresa aún no atiende usuarios en esos mercados pero vienen anunciando sus tarifas en concordancia con lo definido en al Resolución CREG 156 de 2009.

Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el segundo trimestre de 2023 corresponde a 312,15 \$/kWh, 2,48% por debajo del promedio del primer trimestre del año 2023. Con un valor de 251,76 \$/kWh, ELECTROHUILA S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de mayo de 2023; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a CEO S.A.S. E.S.P. para el mes de junio de 2023, con un valor igual a 375,93 \$/kWh. Ver

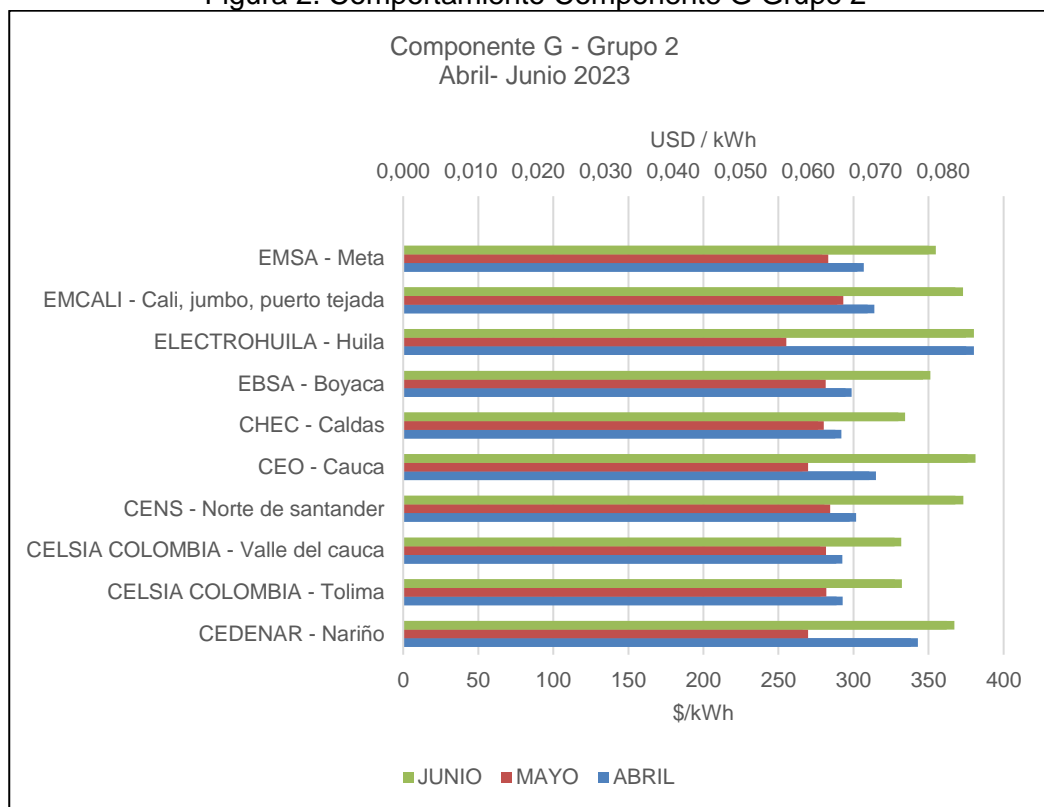
Tabla 4

Tabla 4. Comportamiento Componente G Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR - Nariño	338,12	266,07	362,01
CELSIA COLOMBIA - Tolima	288,66	278,00	327,63
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	288,45	277,73	327,28
CENS - Norte de Santander	297,49	280,51	367,92
CEO - Cauca	310,49	265,89	375,93
CHEC - Caldas	287,83	276,32	329,79
EBSA - Boyacá	294,68	277,55	346,26
ELECTROHUILA - Huila	374,99	251,76	374,94
EMCALI - Cali, jumbo, puerto tejada	309,43	289,22	367,87
EMSA - Meta	302,66	279,14	349,92

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 305,73 \$/kWh, 4,01% por debajo del promedio del primer trimestre de 2023 equivalente a 12,77\$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa DISPAC S.A. E.S.P para el mes de mayo de 2023 igual a 265,73 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor de 371,66 \$/kWh para el mes de junio de 2023. Ver Tabla 3

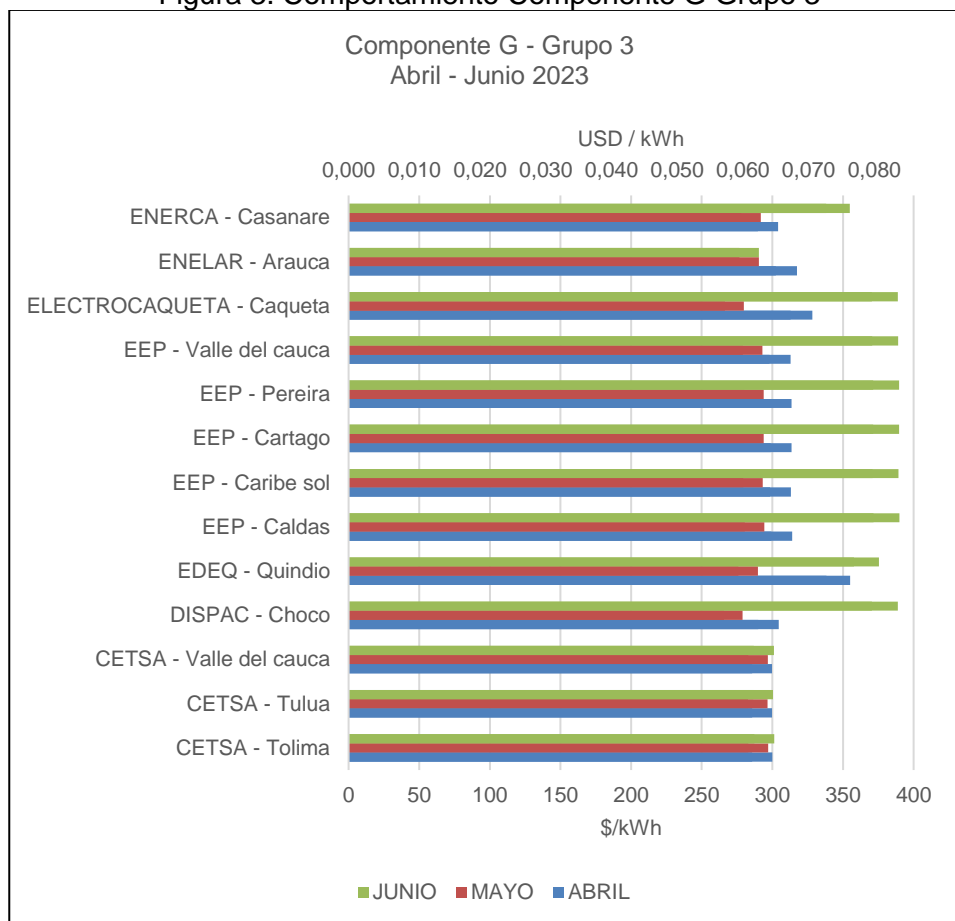
Tabla 5. Comportamiento Componente G Grupo 3

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA - Tolima	285,76	283,00	287,18
CETSA - Tuluá	285,62	282,65	286,31
CETSA - Valle del cauca	285,71	282,88	286,89
DISPAC - Choco	290,07	265,73	370,46
EDEQ - Quindío	338,23	276,06	357,73
EEP - Caldas	299,25	280,49	371,66

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
EEP - Caribe sol	298,30	279,38	370,85
EEP - Cartago	298,82	280,00	371,30
EEP - Pereira	298,79	279,96	371,27
EEP - Valle del cauca	298,05	279,10	370,64
ELECTROCAQUETA - Caquetá	312,91	266,55	370,39
ENELAR - Arauca	302,45	276,70	276,70
ENERCA - Casanare	289,67	278,01	338,10

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., Dixel S.A. E.S.P., Dixeler 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.

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

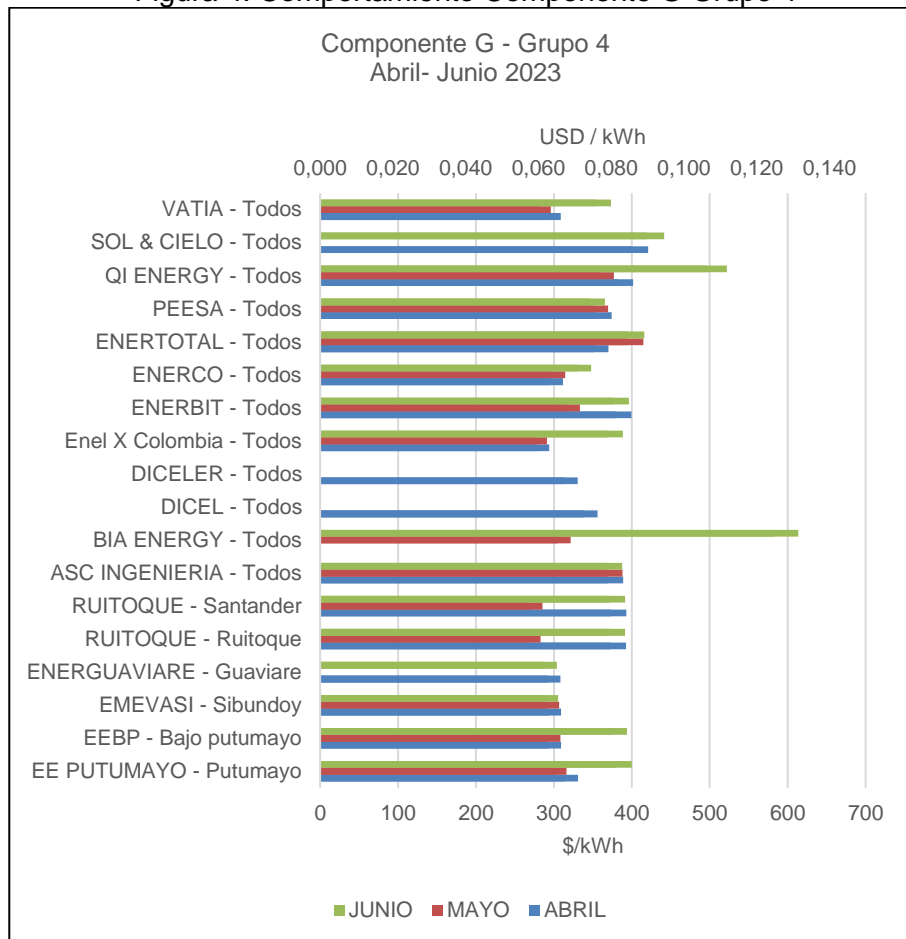
Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 344,35 \$/kWh, 3,25% por encima del promedio del primer trimestre de 2023 y que equivale a 10,82\$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a RUITOQUE, con un valor igual a 268,54 \$/kWh para el mes de mayo de 2023, mientras que el valor más alto lo publicó BIA ENERGY en el mes de junio con un valor promedio en el componente de 582,89 \$/kWh. Ver Tabla 6

Tabla 6. Comportamiento Componente G Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
EE PUTUMAYO - Putumayo	314,25	300,43	379,74
EEBP - Bajo putumayo	293,44	292,75	374,10
EMEVASI - Sibundoy	293,80	291,35	290,12
ENERGUAVIARE - Guaviare	292,79		288,54
RUITOQUE - Ruitoque	372,89	268,54	371,50
RUITOQUE - Santander	373,21	270,99	371,74
ASC INGENIERIA - Todos	369,13	368,41	368,18
BIA ENERGY - Todos		305,17	582,89
DICEL - Todos	338,10		
DICELER - Todos	313,81		
Enel X Colombia - Todos	279,33	276,52	369,09
ENERBIT - Todos	379,40	316,52	376,21
ENERCO - Todos	295,95	298,57	330,38
ENERTOTAL - Todos	351,39	393,71	395,15
PEESA - Todos	355,16	351,05	347,09
QI ENERGY - Todos	381,41	358,11	495,59
SOL & CIELO - Todos	399,71		419,21
VATIA - Todos	293,40	280,99	354,54

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Comportamiento Componente G Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se evidenció que, ENERGUAVIARE, BIA ENERGY Y SOL &CIELO no han reportado la información para algunos meses, tal como se evidencia en los espacios en blanco de la Tabla 6, además, el prestador EMEESA no fue considerado, ya que presentó información repetida para todos sus mercados, lo que no se ajusta a la veracidad de la información.

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 segundo trimestre de 2023, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos

bilaterales (Q_c) fue de 73,14%, 4,95% por debajo respecto al primer trimestre de 2023. Lo anterior, refleja la situación actual de los comercializadores donde solo vienen atendiendo su demanda regulada con aproximadamente un 80% 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 ; así mismo, un factor de ponderación α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado (variable M_c).

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

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

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

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

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:

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

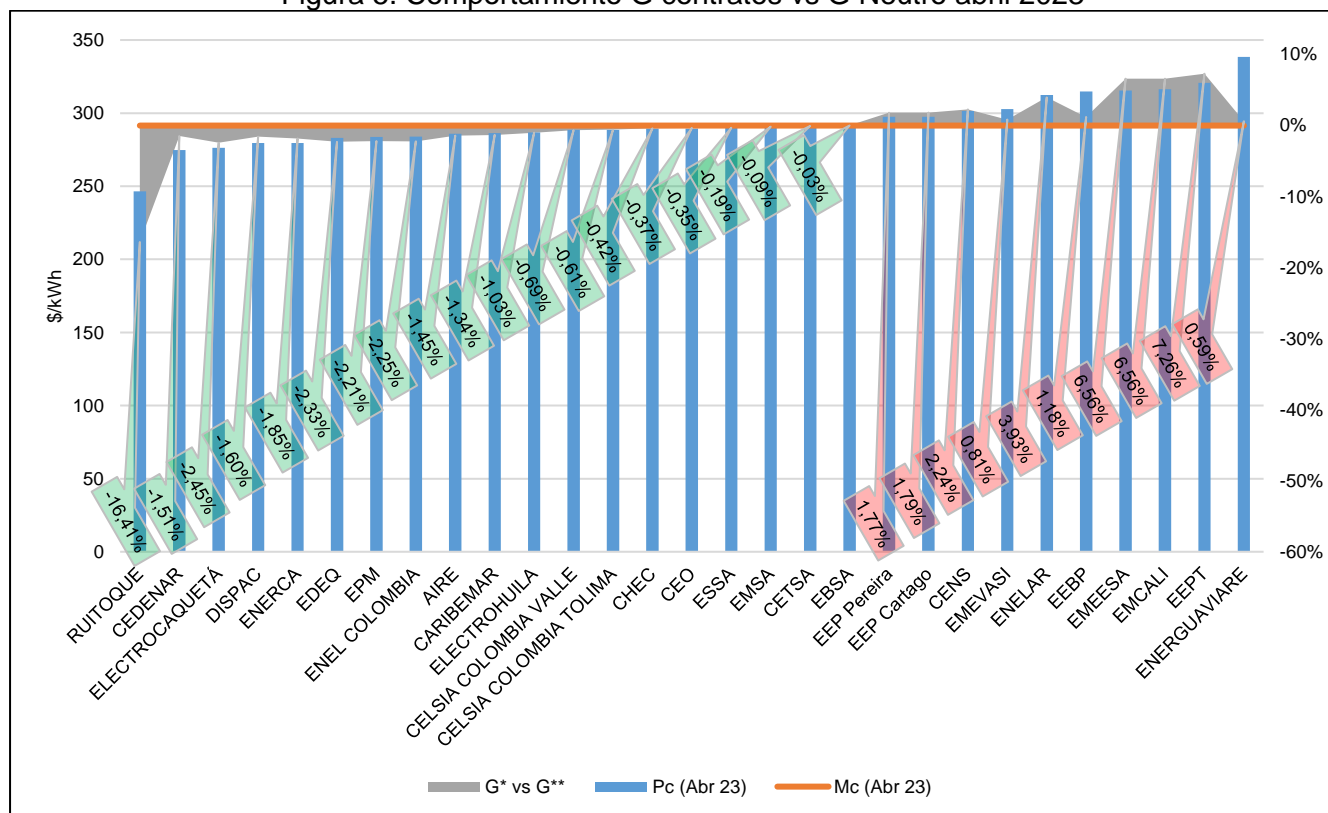
Ahora bien, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incorporaron nuevas variables. Teniendo en cuenta que el Formato T9 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 no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

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del segundo trimestre del año 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 abril 2023



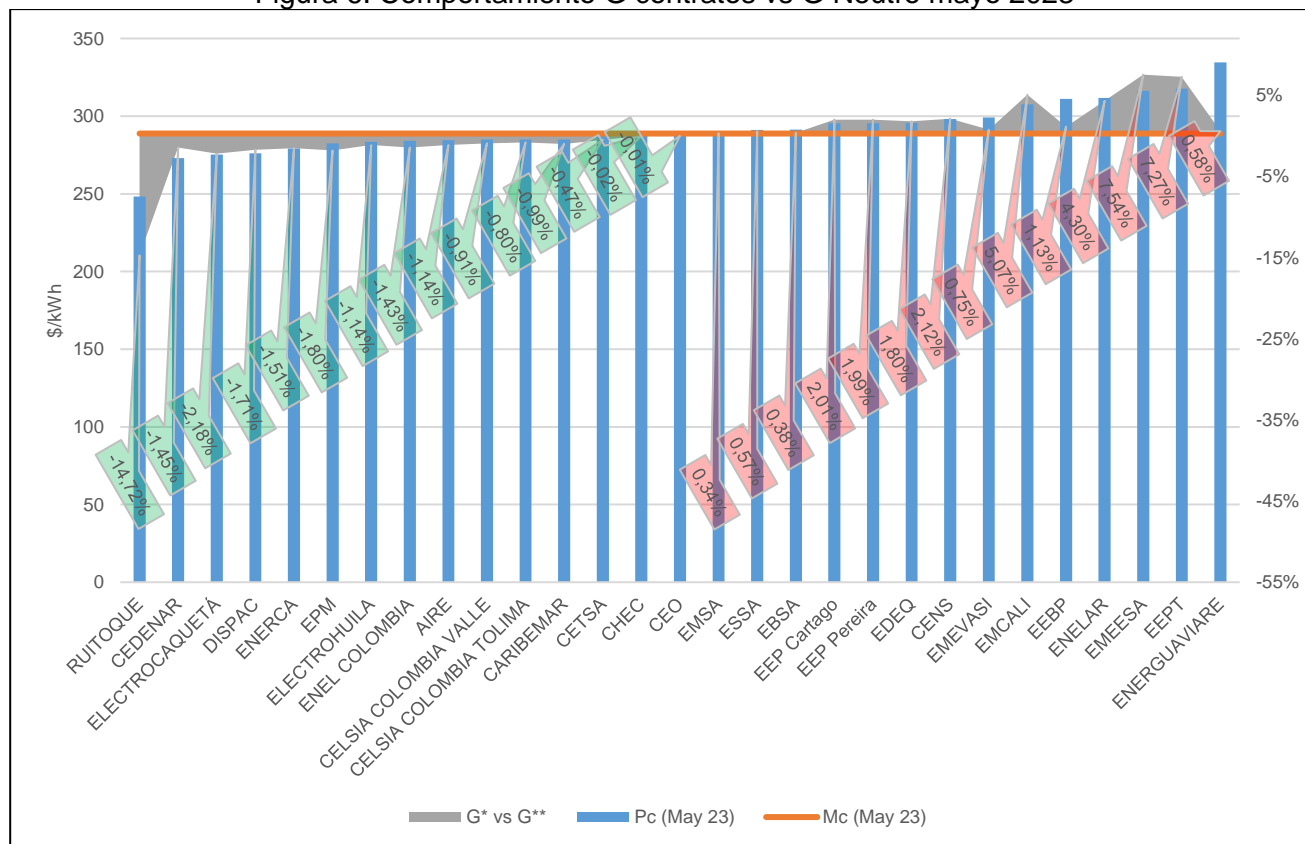
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de abril de 2023 es posible identificar que ENERGUAVIARE presenta el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,59% 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 0,59% mayor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, RUITOQUE, para el mismo mes presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una disminución aproximada del 16,41% 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 16,41% menor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c .

Para el mes de mayo de 2023, RUITOQUE presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 14,72% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte,

ENERGUAVIARE presentó nuevamente el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,66% de la variable G^* respecto la variable G^{**} . Ver Figura 6

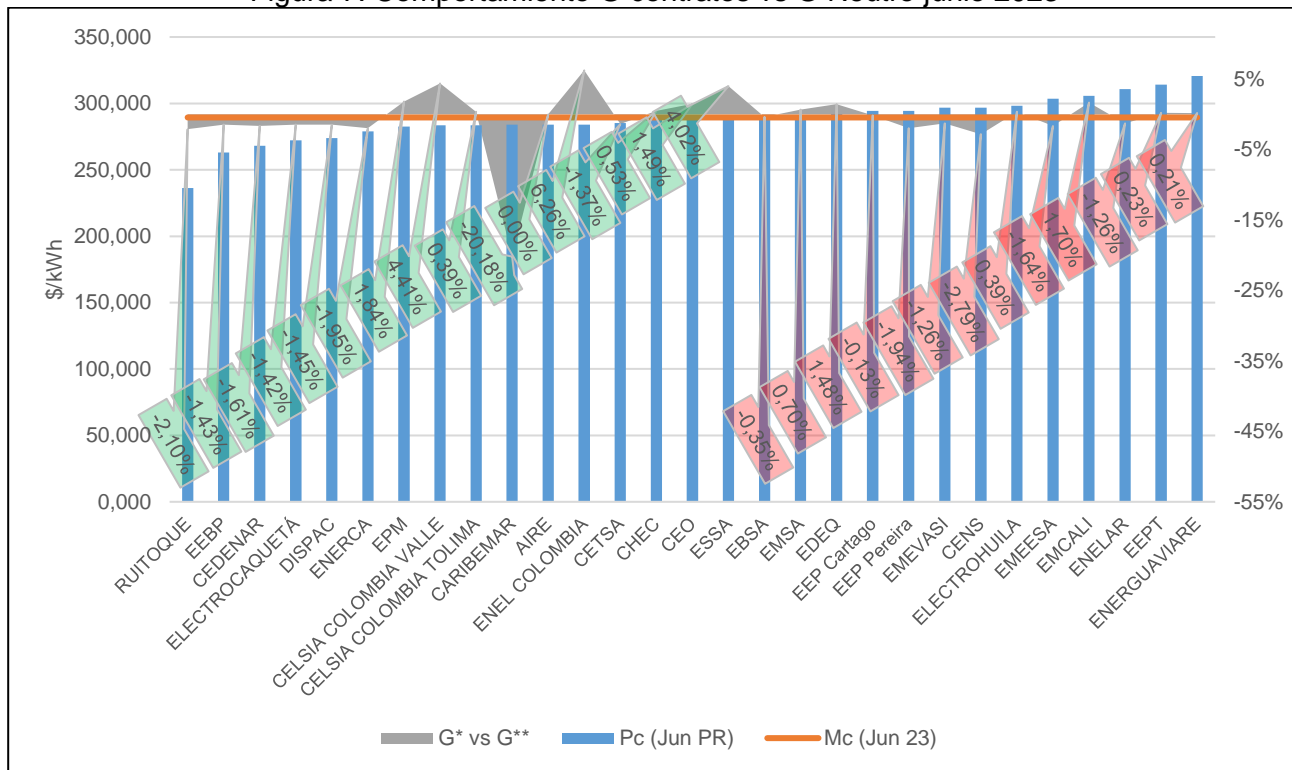
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro mayo 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de junio de 2023, RUITOQUE presentó nuevamente el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 2,10% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE presentó nuevamente el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 0,21%. Ver Figura 7

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro junio 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

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

Es importante anotar que, si bien la variable P_c se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación α de cada Comercializador Minorista es diferente.

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

Tabla 7. Promedio precios de bolsa y contratos 2T

Variable	Abril	Mayo	Junio
Qc prom (%)	73,04%	74,47%	71,91%
Pb prom(\$/kWh)	300,38	230,81	553,03
Pc prom (\$/kWh)	293,21	291,78	288,11

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

Comportamiento de los Precios en Bolsa de los comercializadores

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

con compras de energía a través del mercado spot o bolsa de energía, también llamado exposición en bolsa (Q_b).

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

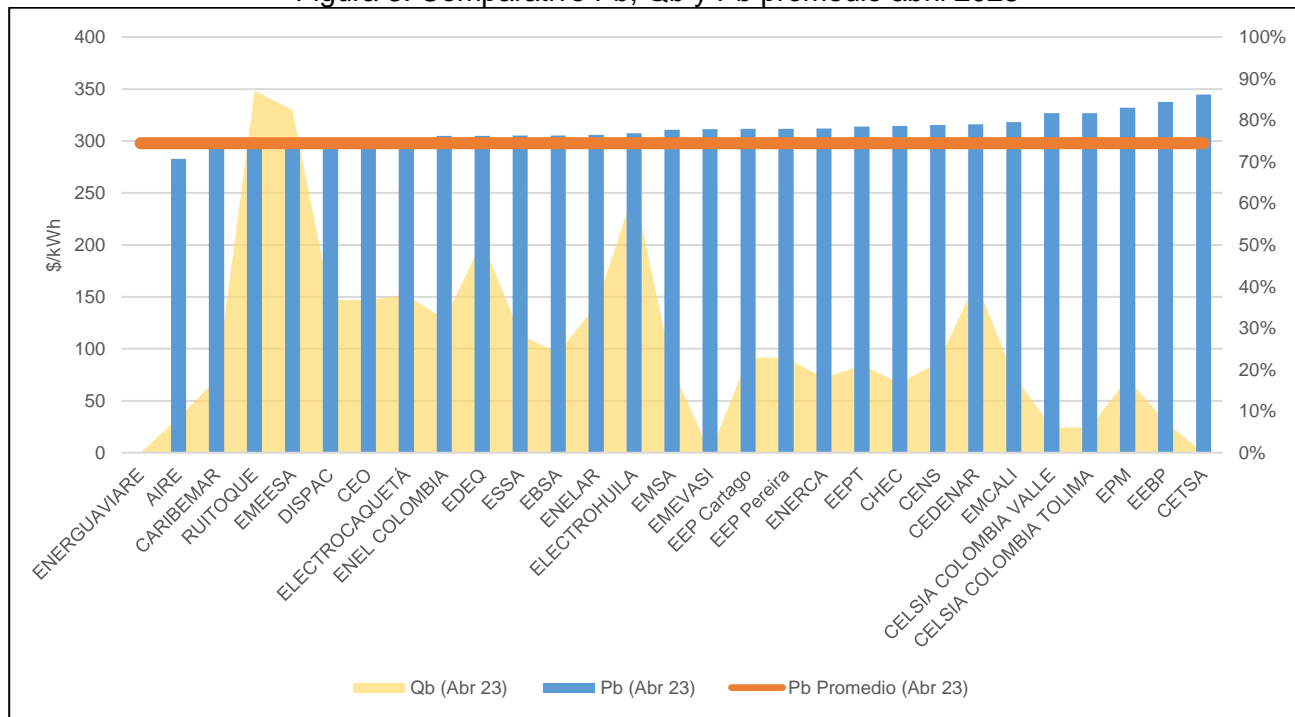
Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del P_c , M_c , Alfa y Q_c mientras que, para el aporte de las compras en bolsa² al componente de Generación es directo (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.

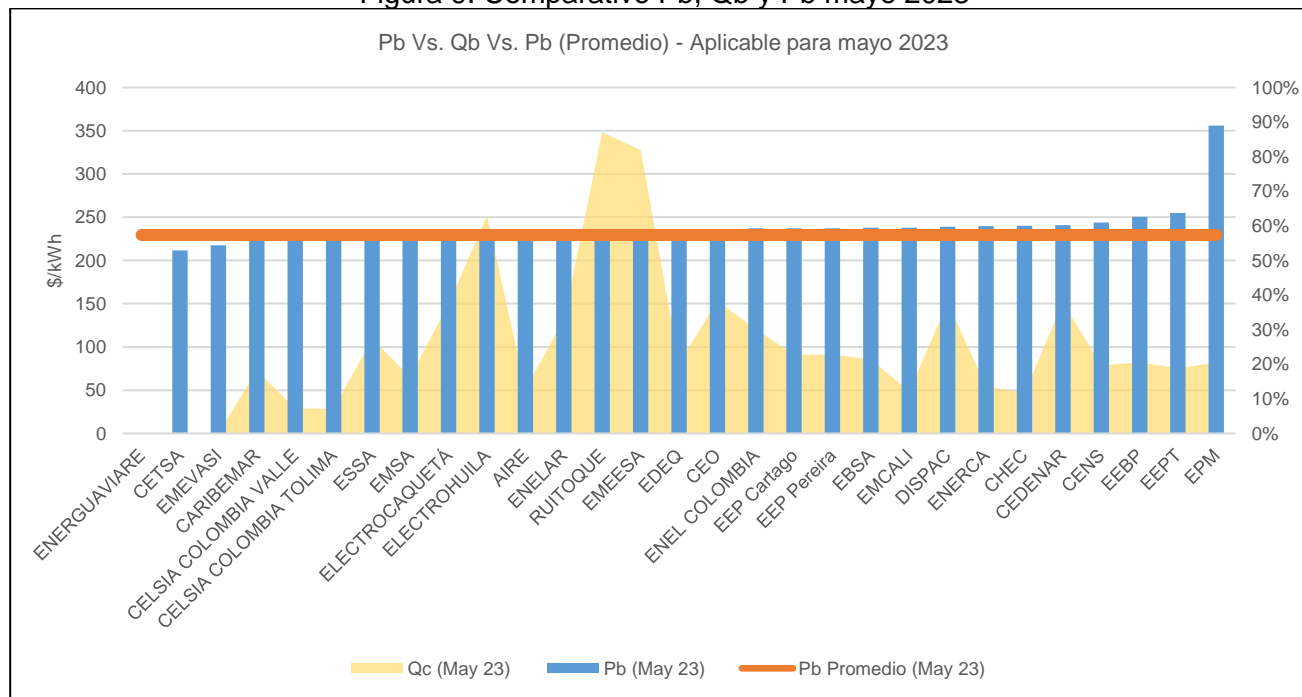
² La variable Q_{agd} corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a lo reportado por las empresas al SUI, la variable Q_{agd} alcanza valores muy por debajo del 1%.

Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb promedio abril 2023



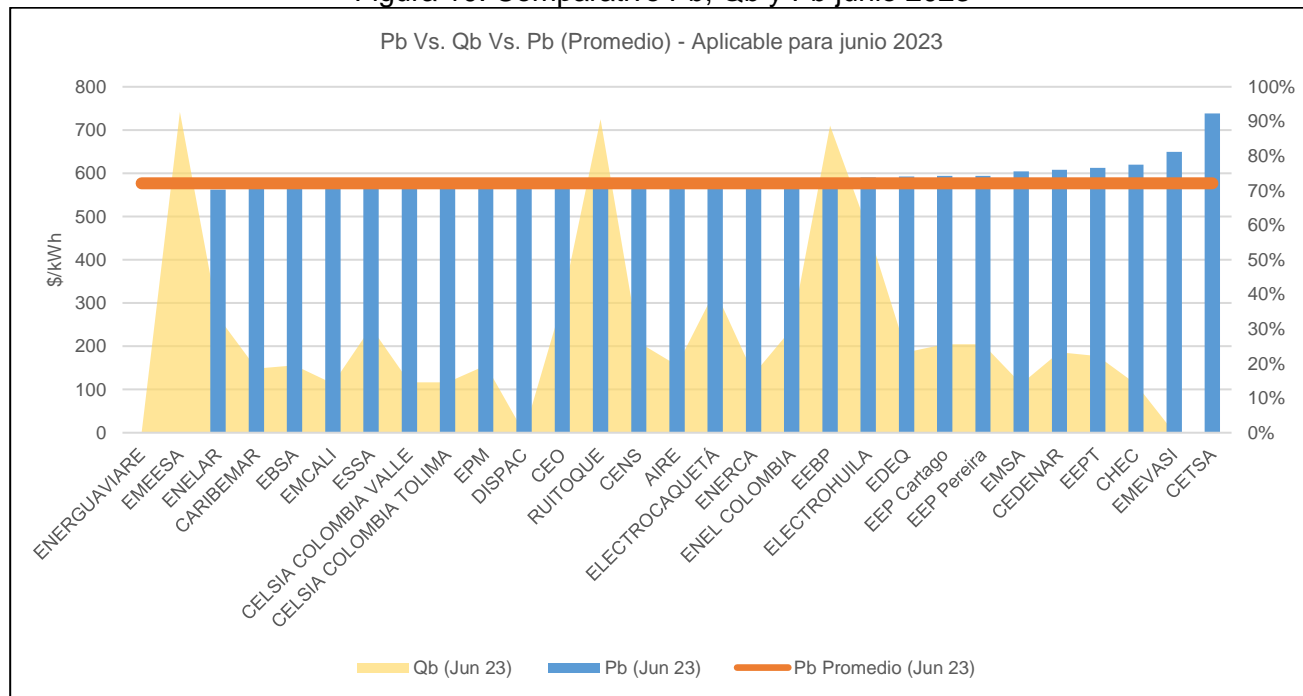
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb promedio mayo 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb junio 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 el usuario final debido a la estructura de la fórmula tarifaria.

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

De acuerdo con la información del Formato T9 del capítulo de tarifas del SUI certificada por los Comercializadores que atienden mercado regulado, se tiene que vienen trasladando el siguiente

G Transitorio, que corresponde al valor en \$/kWh que se incluye en el componente de Generación del comercializador y proviene de todas las compras de energía realizadas al usuario AGPE y GD con base en lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021. Ver Tabla 8

Tabla 8. Valores G Transitorio 2T

COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	Abr-23	May-23	Jun-23
AIRE		0,30	
CARIBEMAR	0,25	0,23	0,25
CELSIA COLOMBIA	1,07	1,20	0,99
CHEC	1,11	1,27	1,45
CETSA	0,45	0,35	0,30
CEO	0,23	0,11	0,09
ESSA	0,71	0,66	0,95
ELECTROHUILA	1,05	1,28	1,37
EMSA	0,13	0,18	0,23
ENELAR	0,07	0,08	0,19
EBSA	0,62	0,61	0,64
ENERCA	0,49	0,55	0,60
EEP	2,58	2,86	3,06
EDEQ	1,00	0,99	0,86
DISPAC S.A. E.S.P	0,06	0,06	0,03
EPM	0,77	0,83	0,80
ENEL COLOMBIA	0,17	0,20	0,19
PEESA	0,02	0,02	0,03
RUITOQUE	2,20	2,27	3,28
SOL Y CIELO	20,77		42,94
VATIA	0,38	0,49	0,39
CENS	0,64	0,76	0,87
EMCALI	0,45	0,37	0,40

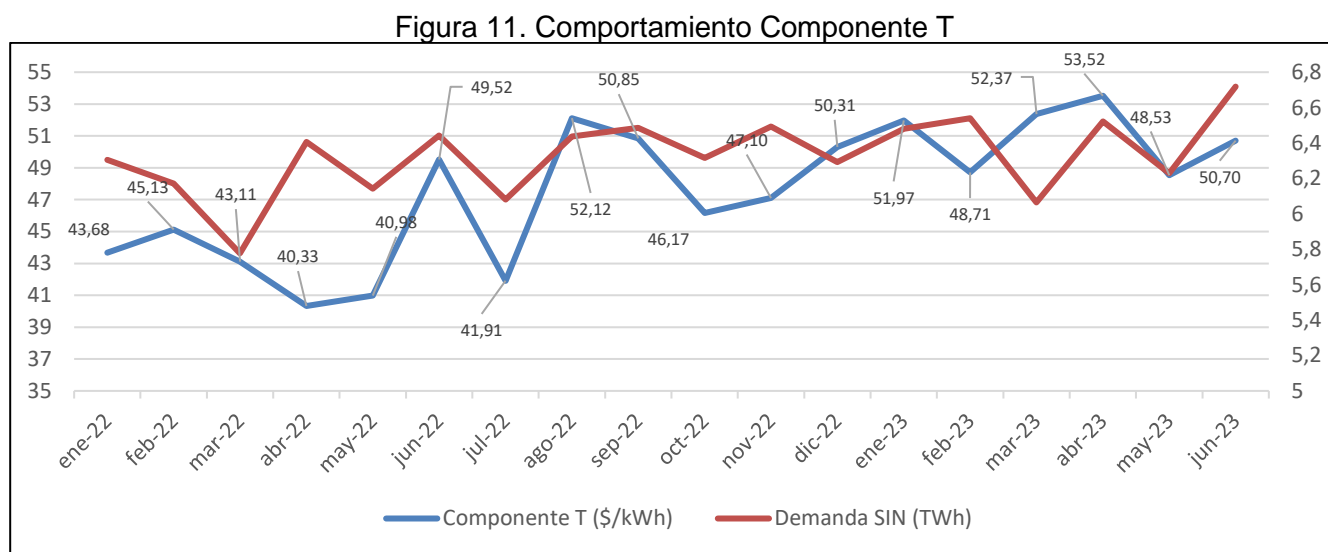
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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.



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 primer trimestre de 2022, el valor del componente de Transmisión respecto del trimestre anterior presentó un aumento promedio igual a 6,17 \$/kWh equivalente a 16,31%.

El valor más alto se presentó en el mes de febrero de 2022 con un valor de 45,13 \$/kWh y un ajuste de 2,10 \$/kWh que corresponde al segundo más alto del trimestre.

En referencia 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.

Para 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%.

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

Abril de 2023

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación en las compensaciones del STN de INTERCOLOMBIA
- Modificación del Pago Por Atraso de EMSD por la conexión de transformadores 230/115kV 2x150MVA en la S/E Suria Res MME 40076

Mayo de 2023

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación en las compensaciones del STN de INTERCOLOMBIA
- Modificación de la demanda real del STN
- Ajuste en la liquidación del cargo a los generadores embebidos dentro de un usuario no regulado
- Modificación del Pago Por Atraso de EMSD por la conexión de transformadores 230/115kV 2x150MVA en la S/E Suria Res MME 40076.

Junio de 2023

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación del PPA de EMSA por la conexión de transformadores 230/115kV 2x150MVA en la S/E Suria por comunicación UPME informando el porcentaje de asignación
- 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 el reporte del agente de las UC de la línea La Loma - Ocaña 500 kV
- Modificación del servicio LAC por la Resolución CREG 501 007 de 2023

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado teniendo en cuenta para el cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de abril de 2023 con \$322.506 millones y su menor valor se presentó en el mes de junio con un valor de \$322.082 millones. Sin embargo, estos valores son inferiores a los presentados en el primer trimestre de 2023 cuyo promedio fue de 327.304 millones de pesos.

Por ejemplo, para el segundo trimestre de 2023, el aumento en los ingresos totales de los Transmisores se debe principalmente a una disminución en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Resolución. CREG 022 DE 2001) que ascendieron a \$37.478 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 segundo trimestre de 2023³.

Abril de 2023

Tabla 9. Proyectos con retraso abril 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.728.283.302
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2018	\$ 6.005.841.086
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 455.226.751

Fuente: XM

Mayo de 2023

Tabla 10. Proyectos con retraso mayo 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 980.296.854
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.784.774.272
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 457.870.198

Fuente: XM

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

Junio de 2023

Tabla 11. Proyectos con retraso junio 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 364.192.818
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.268.660.826
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 433.719.107

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de mayo disminuyó a 6.228 millones de kWh y para el mes de junio aumentó hasta llegar a 6.718 millones de kWh. La disminución en mayo fue de 293 millones de kWh respecto a abril, equivalente a un 4,50% y el aumento en junio respecto de mayo fue de 490 millones de kWh, equivalente a un 7,87%.

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

Tabla 12. Cálculo del componente de Trasmisión 2T

		Abr-23	May-23	Jun-23
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	338.950.474.027	336.906.089.795	332.766.962.063
B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	231.121.875	226.858.722	227.645.782
C	Otros Conceptos (\$)	16.189.351.139	11.222.941.324	10.066.572.751
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	322.530.001.013	325.456.289.749	322.472.743.530
E	Ingreso a Compensar (\$)	23.652.947	56.734.080	390.678.070
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	322.506.348.066	325.399.555.669	322.082.065.460
G	Energía del SIN (kWh)	6.521.596.164	6.228.301.368	6.718.516.261
H	ΔT (\$/kWh)	4,069	-3,714	2,763
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	53,52	48,53	50,70

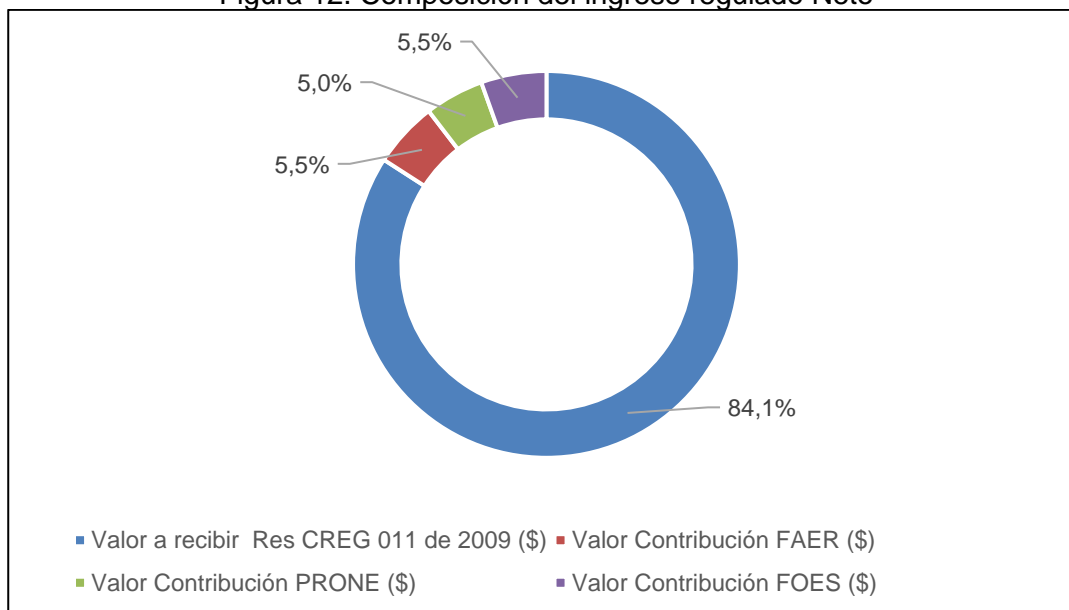
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para este trimestre se resalta que, para el mes de abril de 2023, el valor del componente de transmisión aumentó en 1,15 \$/kWh con relación al mes de marzo de 2023. Pasando de 52,37 \$/kWh a 53,52 \$/kWh.

Así mismo, para el mes abril de 2023, los transmisores disminuyeron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 1.676 millones de pesos pasando de 340.627 millones a 338.950 millones.

En promedio para el segundo 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, 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)⁴ las cuales se definen como el “*Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley*”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

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 Distribución⁵.

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.

⁴ 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.

⁵ 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.

Ya para este trimestre, el LAC calcula los cargos por uso de 26 operadores de red correspondiente a 28 mercados de comercialización que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: Air-e (Caribe Sol), Caribe Mar de la Costa (Caribe Mar), Celsia Colombia (Celsia Valle del Cauca), Celsia Colombia (Tolima), Chec (Caldas), Cedenar (Nariño), Cens (Norte de Santander), Cetsa (Tuluá), Ceo (Cauca), Essa (Santander), Electrocaquetá (Caquetá), Electrohuila (Huila), Emsa (Meta), Enelar (Arauca), Ebsa (Boyacá), Enerca (Casanare), Eep (Pereira), Eep (Cartago), Edeq (Quindío), Eebp (Bajo Putumayo), Eeputumayo (Putumayo), Energuaviare (Guaviare), Dispac (Chocó), Emeesa (Popayán Puracé), Emcali (Cali), Epm (Antioquia), Enel Colombia (Bogotá Cundinamarca), 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 2T

ADD	ABRIL	MAYO	JUNIO	
CENTRO	315,26	300,59	290,15	
OCCIDENTE	266,48	262,12	263,88	
ORIENTE	263,18	253,40	254,33	
SUR	287,26	285,14	242,60	
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P	196,07	197,20	193,80
	ENERGUAVIARE SA ESP	212,17	213,01	209,40
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	226,24	225,20	218,32
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	185,72	183,80	177,68

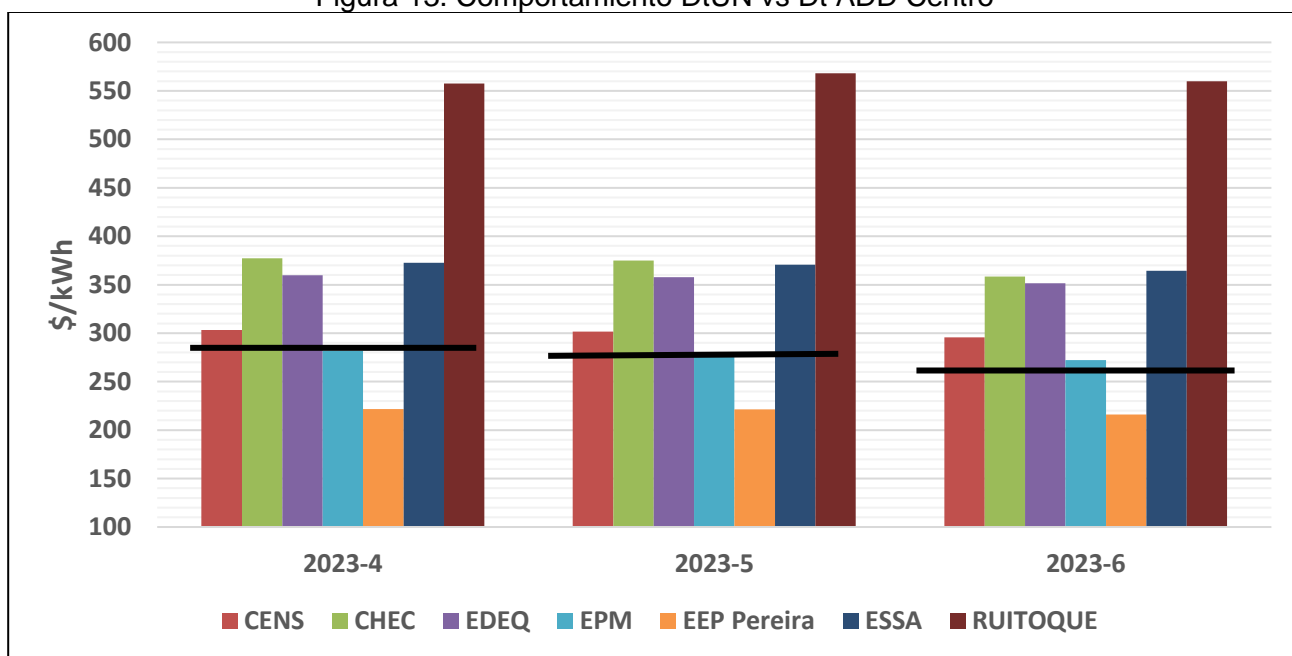
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la Tabla 13, para el segundo trimestre de 2023, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de abril con 315,26 \$/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 perdidas 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 177,68 \$/kWh en el mes de junio de 2023.

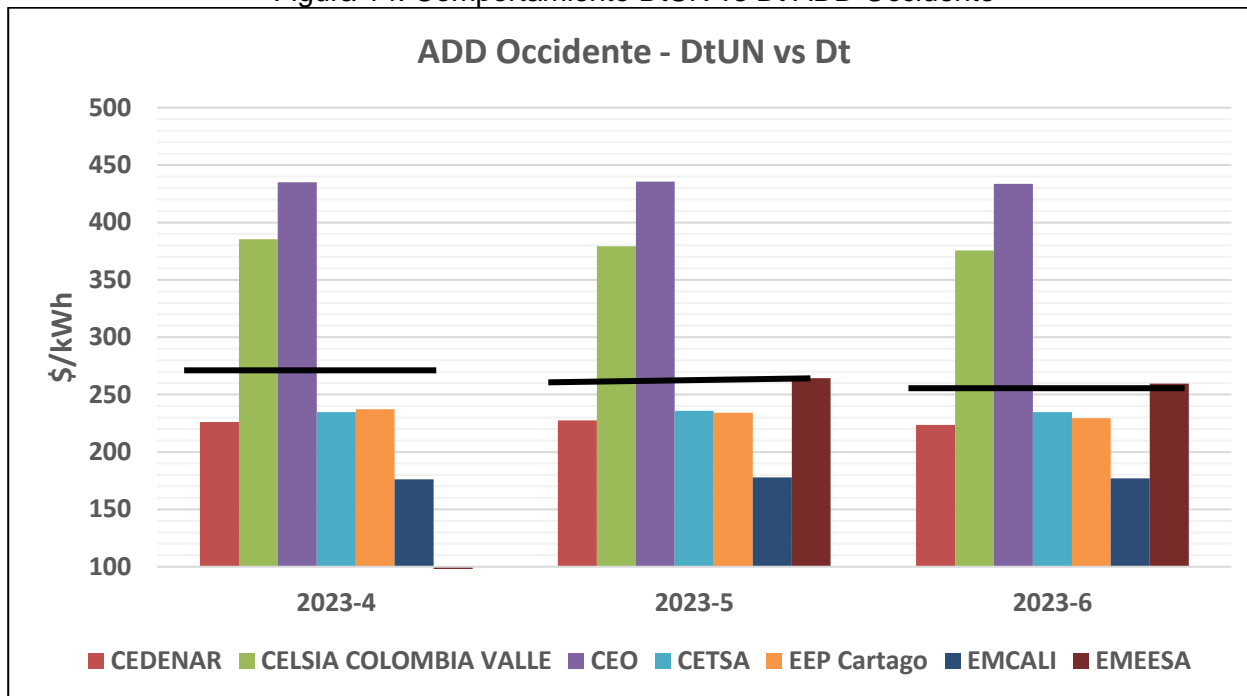
De igual manera, y con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor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

Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro



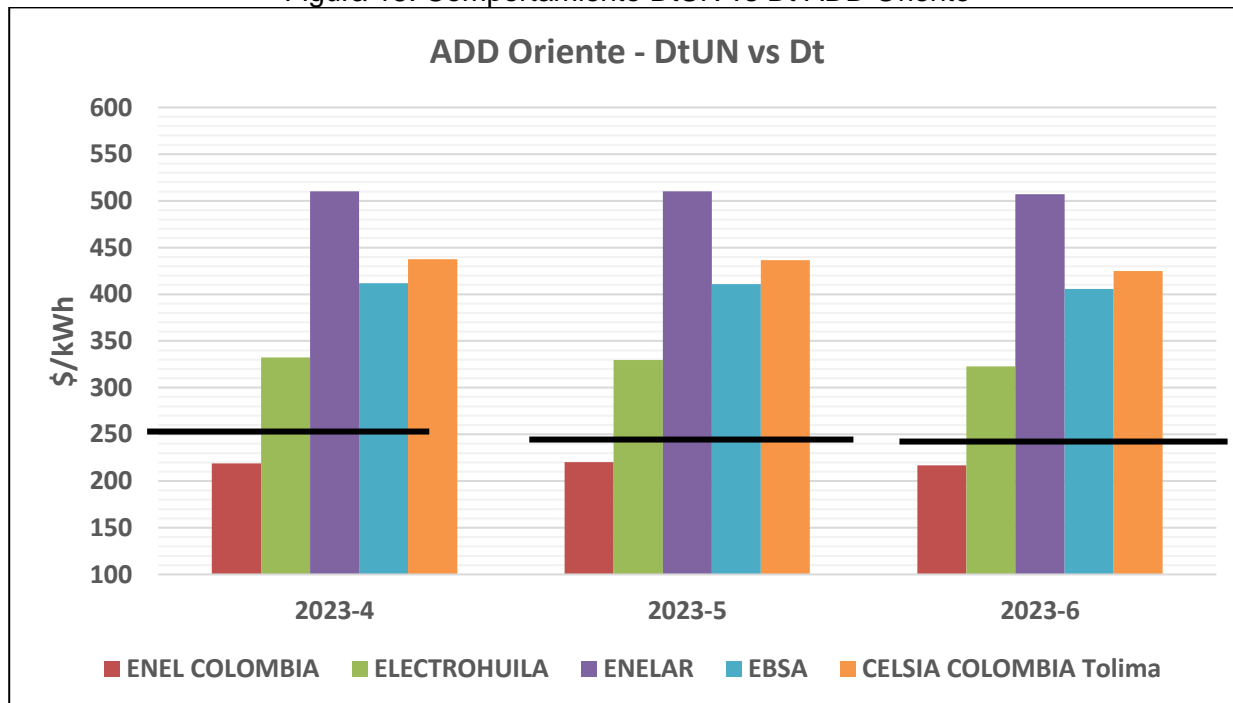
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



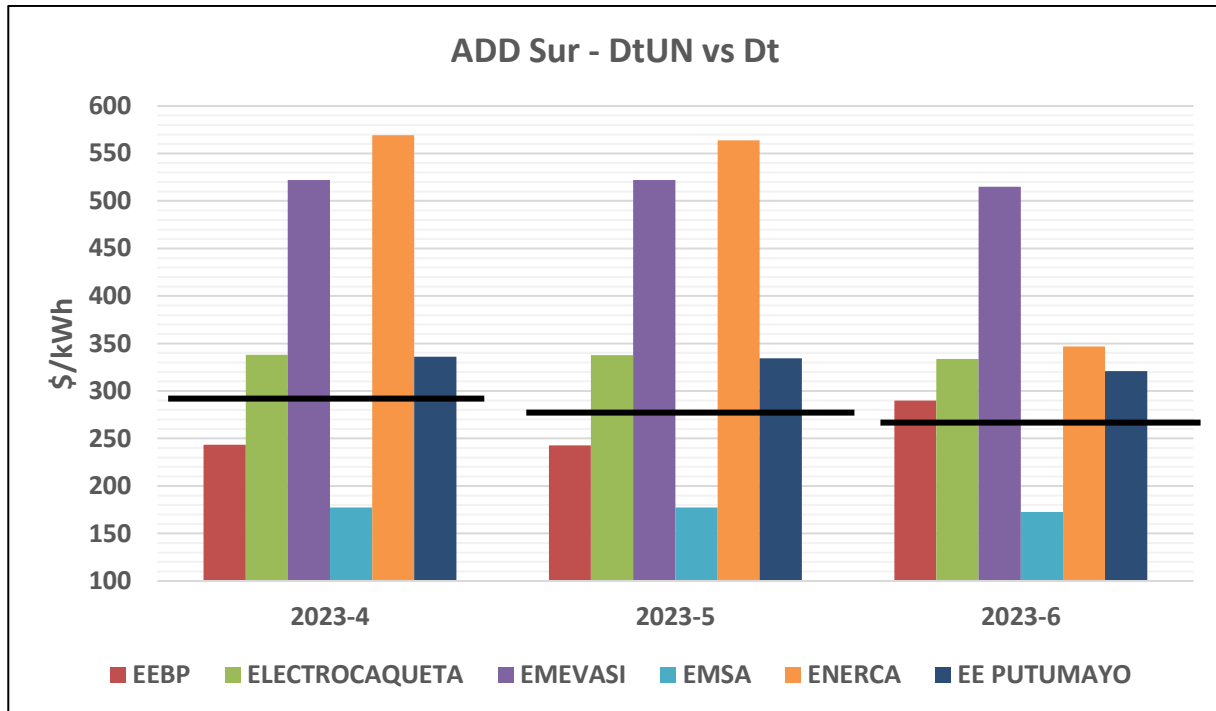
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 1T

Operador de Red	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
DISPAC	CHOCÓ	1,50	1,49	1,50
EBSA	BOYACA	8,16	8,39	8,40
ENELAR	ARAUCA	-15,32	-15,25	-15,27
ESSA	SANTANDER	9,18	9,07	8,99
CENS	NORTE DE SANTANDER	6,58	6,50	6,45
CHEC	CALDAS	3,69	3,65	3,62
EEP (PEREIRA)	PEREIRA	5,31	5,25	5,20
EDEQ	QUINDIO	7,30	7,21	7,15
EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	-0,01	-0,01	-0,01
CETSA	TULUA	-0,25	-0,25	-0,25
EEP (CARTAGO)	CARTAGO	-0,07	-0,07	-0,07
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	11,65	11,60	11,62
ELECTROHUILA	HUILA	-1,23	-1,22	-1,21
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	-10,31	-10,26	-10,28
CEO	CAUCA	7,59	7,56	7,57
CEDENAR	NARIÑO	-0,87	-0,87	-0,87
EMSA	META	1,39	1,37	1,36
ENEL COLOMBIA	BOGOTA-CUNDINAMARCA	5,98	5,96	5,97

Operador de Red	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
EMEESA	POPAYAN-PURACÉ	-0,89	-0,88	-0,87
RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CARIBEMAR	CARIBE MAR	3,67	3,63	3,60
AIR-E	CARIBE SOL	4,88	4,85	4,85
EEPSAESP	PUTUMAYO	-12,58	-12,43	-12,33
CELSIA COLOMBIA	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	14,75	14,68	14,71
E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	-11,87	-11,73	-11,63
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-1,31	-1,19	-1,18
ENERCA	CASANARE	-46,62	-46,06	-13,84
EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	1,45	1,44	1,42

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 segundo trimestre de 2023 (abril, mayo y junio).

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 abril de 2023, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de diciembre de 2022.

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

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngORj_TII(NT_1)}}{No._de_usuariosORj_TII(NT_1)}$$

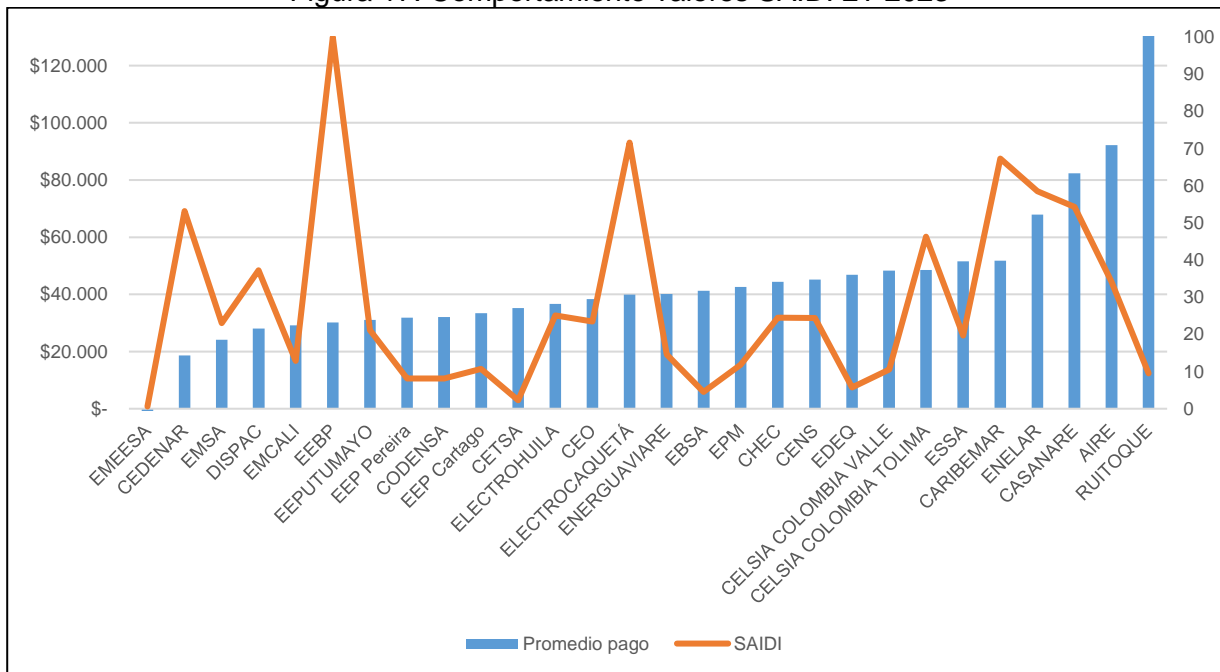
Donde:

- $\overline{IngORj_TII(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2023 en nivel de tensión 1.
- $No._de_usuarios_ORj_TII(NT_1)$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del segundo 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.

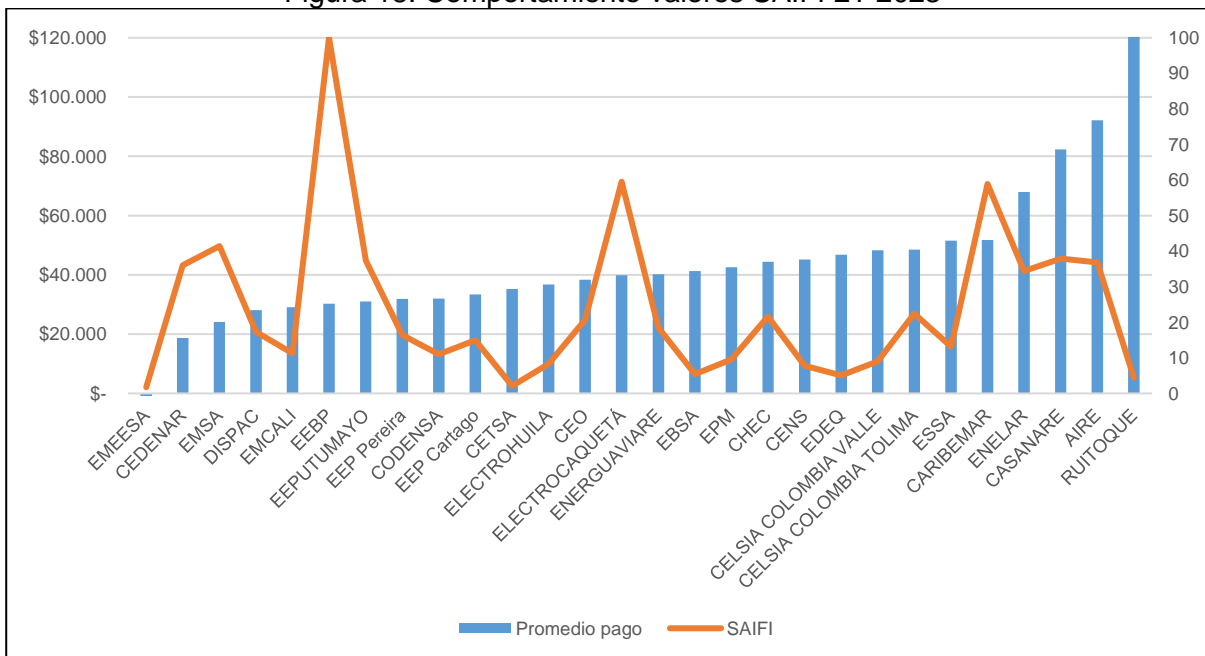
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 2T 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 2T 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 (\$ 183,823) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 9,53 y 4,46 y que equivalen a 4,9 horas y 1,77 veces respectivamente, y a la empresa EMEESA con el ingreso por usuario más bajo (\$ -45.504) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 0,60 y 1,74 y que equivalen a 0,31 horas y 0,69 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 caso de EMEESA es particular por cuanto su ingreso viene siendo afectado por la variable AIM que corresponde al ajuste de los ingresos del que trata la Resolución CREG 036 de 2019.

El SAIDI y SAIFI más alto del trimestre lo presentó EEBP con un valor de 51,41 horas y 39,61 veces con un ingreso por usuario de \$30.211.

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	51,41	39,61	30.211
ELECTROCAQUETÁ	36,82	23,58	39.875
CARIBEMAR	34,58	23,32	51.774
ENELAR	30,10	13,63	67.934
CASANARE	27,89	15,02	82.357
CEDENAR	27,32	14,25	18.684

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 \$44.636.

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 NT1 Norte

		abr-23	may-23	jun-23
A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	64.857.607.524	64.213.411.305	63.866.659.538
B	Compensación total - CAL (COP)	244.047.039	290.987.376	270.662.988
C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	0	0	0
A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	64.613.560.485	63.922.423.930	63.595.996.551
E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.580.181.989	1.555.847.399	1.713.201.945
F	ΔSTR (\$/kWh)	0,00977	0,005849	-0,114962
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	40,8997	41,0911	37,0062

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el segundo trimestre de 2023, en el STR Norte se evidencia una disminución en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 1,49 \$/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 abril de 2023 un aumento de 42 millones seguido de una disminución en los meses de mayo y junio que se representan en valores de 24 y 157 millones de pesos respectivamente.

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 NT4 Centro-Sur

		abr-23	may-23	jun-23
A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	151.380.893.471	151.730.630.597	150.558.251.835
B	Compensación total - CAL (COP)	212.421.600	379.414.390	674.270.902
C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	628.904.309	215.822.428	214.051.713
A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	150.539.567.562	151.135.393.778	149.669.929.219
E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.417.428.785	4.174.021.778	4.487.925.921
F	ΔSTR (\$/kWh)	0,100614	-0,025968	-0,197977
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	34,1792	36,1826	33,1515

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 disminuyó en un 1,52 \$/kWh para el mes de abril, e incrementó en 1,97 \$/kWh para el mes de mayo, seguido de una disminución de 3,03 \$/kWh en el mes de junio. La disminución de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en abril de 2023 respecto a marzo de 2023, obedece principalmente a un menor valor de las compensaciones de los OR ENEL COLOMBIA mercado Bogotá Cundinamarca y ENERCA mercado Casanare calculadas para abril.

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

Abril 2023

Tabla 18. Proyectos compensados por PPA abril 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	281.879.131,00
METM	PPA	Línea Catama - Santa Elena 115 kV	218.460.431,00
PSR1	VTG	Central de Generación Ubaté PSR1 - 115 KV	128.564.747

Fuente: Reportes XM

mayo 2023

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA mayo 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	215.822.428,00

Fuente: Reportes XM

junio 2023

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA junio 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
PEIM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	214.051.713,00

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 \$ 4.431,88 \$/USD\$.

Grupo 1

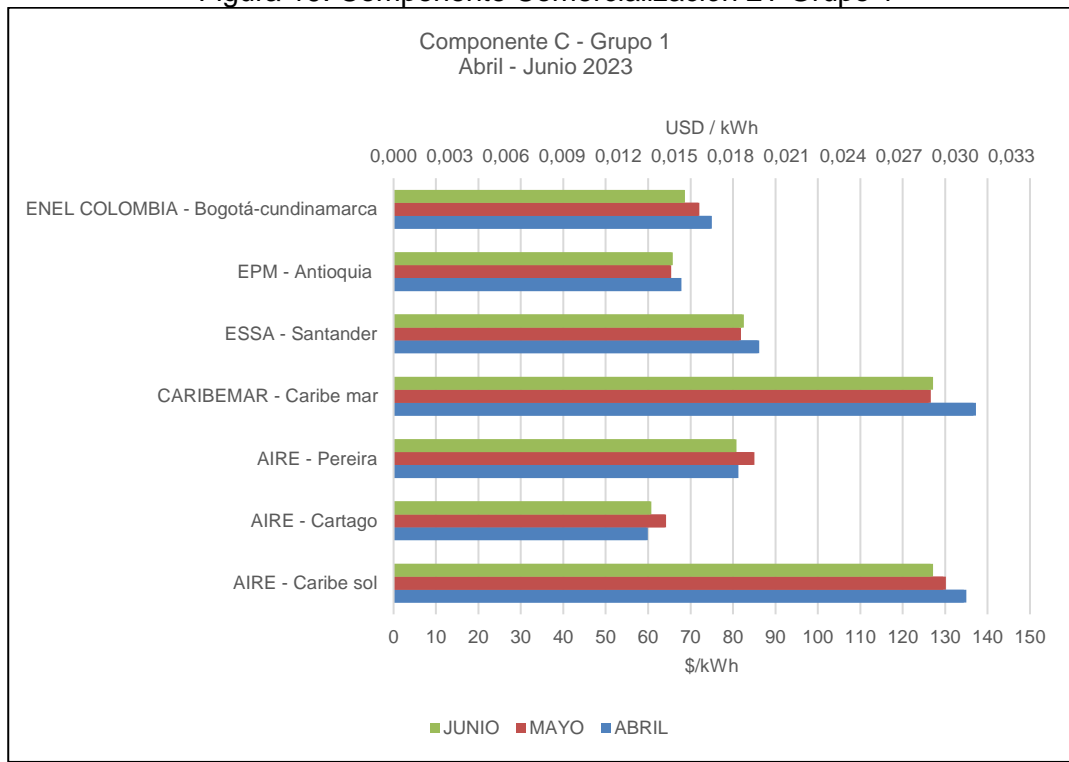
En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 5,46% respecto al primer trimestre de 2023 pasando de 84,93 \$/kWh a 89,57 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para AIR-E para el mercado Cartago, con un valor igual a 59,91 \$/kWh, en el mes de abril. Por otro lado, el mayor valor lo registró CARIBEMAR mercado Caribe Mar, con 137,29 \$/kWh, en el mes de abril. Ver Tabla 21

Tabla 21. Componente Comercialización 2T Grupo 1

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE - Caribe sol	135,00	130,19	127,16
AIRE - Cartago	59,91	64,20	60,76
AIRE - Pereira	81,30	85,04	80,80
CARIBEMAR - Caribe mar	137,29	126,65	127,18
ESSA - Santander	86,18	81,85	82,53
EPM - Antioquia	67,85	65,41	65,81
ENEL COLOMBIA - Bogotá	75,03	72,07	68,71

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 2T 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 segundo trimestre de 2023, estando por encima del promedio del primer trimestre de 2023 en 5,9%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por Emcali en el mes de mayo con un valor igual a 65,09 \$/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 abril, con un valor de 186,10 \$/kWh. Ver Tabla 22

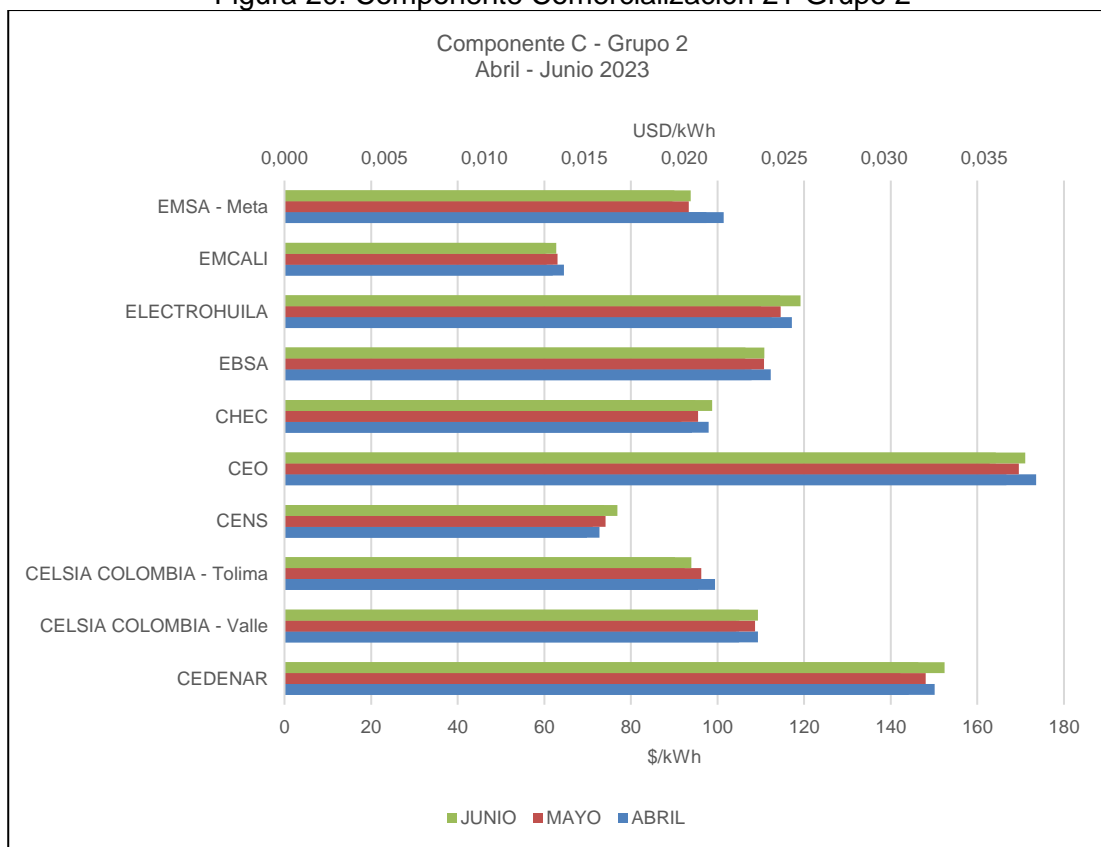
Tabla 22. Componente Comercialización 2T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR - Nariño	157,77	165,29	152,14
CELSIA COLOMBIA - Tolima	95,51	97,76	97,26
CENS - Norte de Santander	81,96	82,34	80,22
CEO - Cauca	186,10	185,86	171,96
CHEC - Caldas	102,32	104,46	102,97

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
EBSA - Boyacá	114,92	122,96	112,53
ELECTROHUILA - Huila	124,03	129,04	118,97
EMSA - Meta	94,23	98,58	90,10
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	117,37	115,25	116,72
EMCALI - Cali, jumbo, puerto tejada	69,46	65,09	67,71

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Componente Comercialización 2T 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

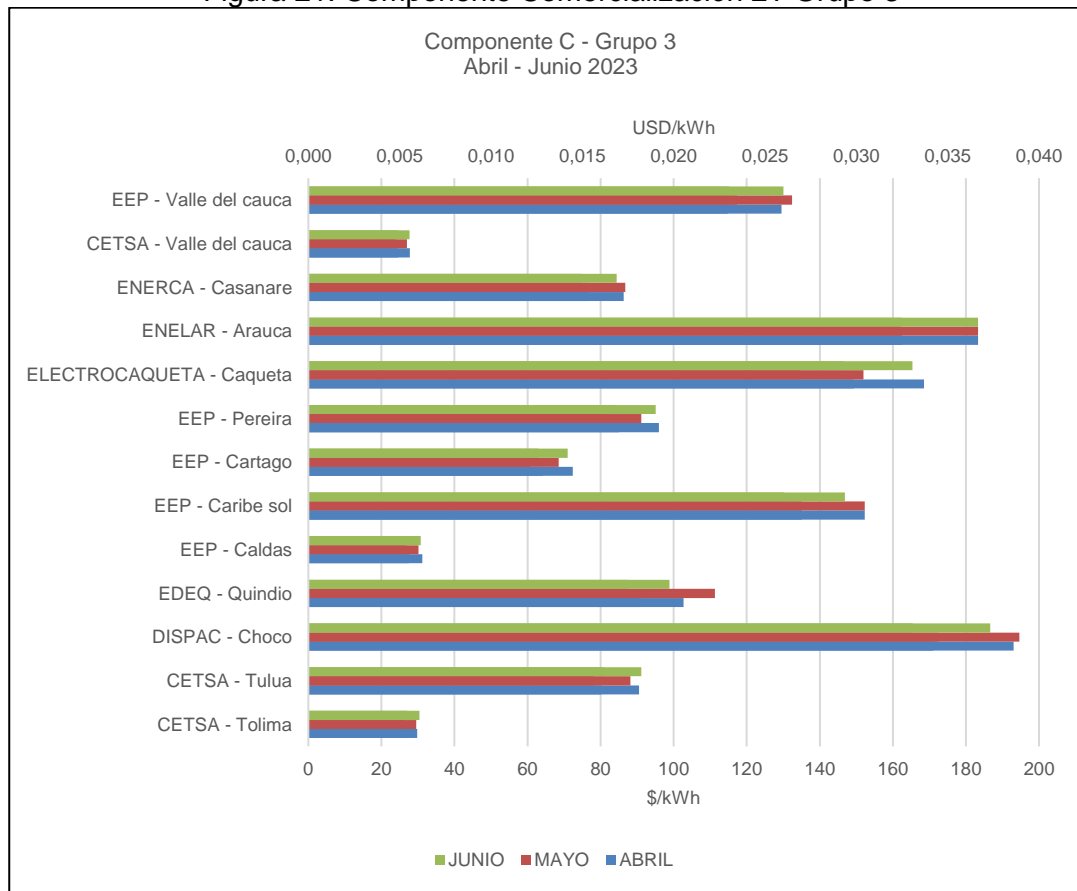
En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el segundo trimestre de 2023 de 92,09 \$/kWh, 0,7% por encima que el anterior trimestre. Para el mes de mayo de 2023 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Compañía de electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. en el mercado Valle del Cauca, con un valor igual a 23,89 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor también se registró en el mes de mayo de 2023 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con un valor de 172,50 \$/kWh. Ver Tabla 23

Tabla 23. Componente Comercialización 2T Grupo 3

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA - Tolima	26,44	26,19	26,95
CETSA - Tuluá	80,21	78,13	80,80
DISPAC - Choco	171,10	172,50	165,42
EDEQ - Quindío	91,04	98,63	87,62
EEP - Caldas	27,62	26,75	27,25
EEP - Caribe sol	135,00	135,00	130,19
EEP - Cartago	64,20	60,76	62,93
EEP - Pereira	85,04	80,80	84,29
ELECTROCAQUETA - Caquetá	149,34	134,71	146,57
ENELAR - Arauca	162,53	162,50	162,50
ENERCA - Casanare	76,52	76,87	74,83
CETSA - Valle del cauca	24,64	23,89	24,53
EEP - Valle del cauca	114,79	117,37	115,25

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 2T 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.

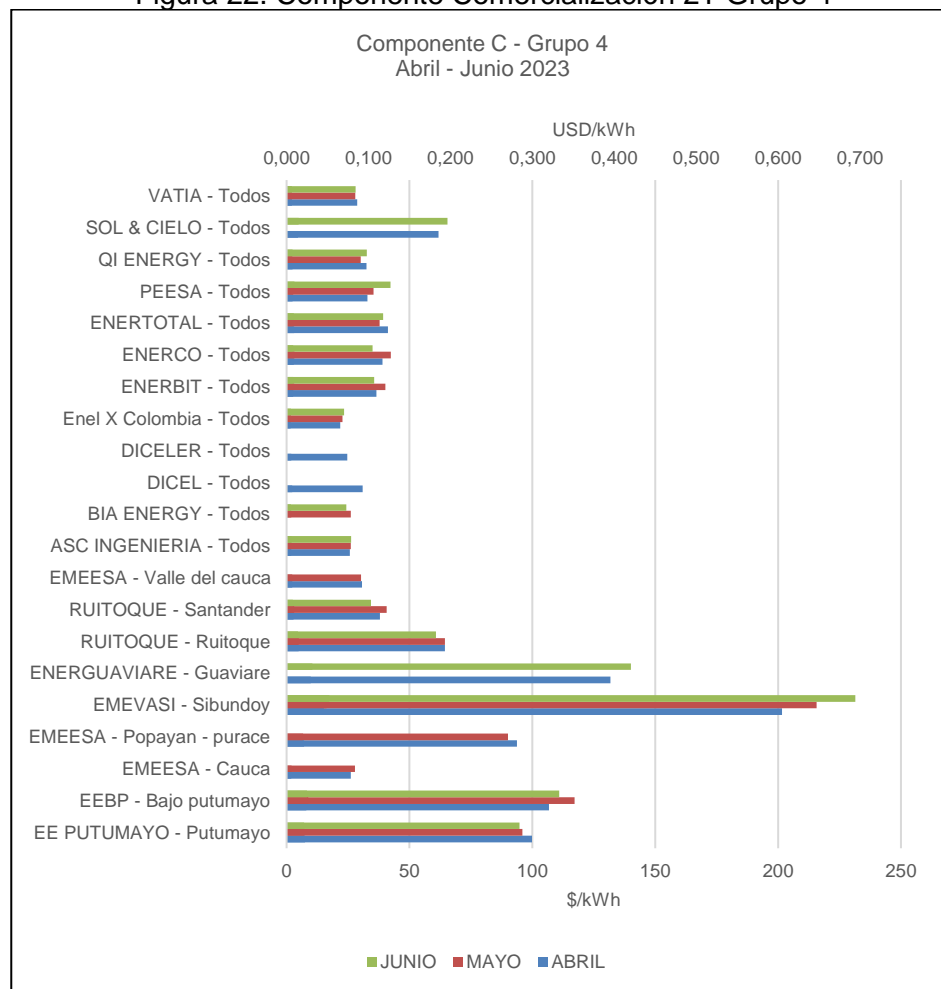
Tabla 24. Componente Comercialización 2T Grupo 4

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
EE PUTUMAYO - Putumayo	99,83	95,96	94,76
EEBP - Bajo putumayo	106,76	117,16	110,96
EMEESA - Cauca	26,09	27,82	
EMEESA - Popayán - purace	93,75	90,11	
EMEVASI - Sibundoy	201,55	215,71	231,50
ENERGUAVIARE - Guaviare	131,74		140,07

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
RUITOQUE - Ruitoque	64,44	64,38	60,82
RUITOQUE - Santander	38,00	40,68	34,36
EMEESA - Valle del cauca	30,71	30,32	
ASC INGENIERIA - Todos	25,77	26,13	26,29
BIA ENERGY - Todos		26,11	24,37
DICEL - Todos	30,96		
DICELER - Todos	24,75		
Enel X Colombia - Todos	21,84	22,74	23,45
ENERBIT - Todos	36,55	40,24	35,61
ENERCO - Todos	39,03	42,42	34,97
ENERTOTAL - Todos	41,20	37,88	39,27
PEESA - Todos	32,88	35,44	42,35
QI ENERGY - Todos	32,51	30,14	32,64
SOL & CIELO - Todos	61,88		65,50
VATIA - Todos	28,69	27,93	28,10

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 22. Componente Comercialización 2T Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 59,72 \$/kWh para el segundo trimestre de 2023. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa ENEL X, con un valor igual a 21,84 \$/kWh en el mes de abril; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de junio para la Empresa de Energía del valle de Sibundoy S.A., con un valor igual a 231,50 \$/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.

Así mismo, 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)

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	CARIBE SOL	171,51	164,30	195,65
AIRE	RESTO	69,23	67,75	67,16
ASC INGENIERIA	TODOS	61,76	60,93	61,21

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
BIA ENERGY	TODOS		61,12	104,83
CARIBEMAR	CARIBE MAR	141,82	134,96	160,33
CEDENAR	NARIÑO	75,57	63,26	77,93
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	83,90	80,43	90,26
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	57,95	55,55	62,18
CENS	NORTE DE SANTANDER	71,39	67,15	83,26
CEO	CAUCA	74,48	65,28	84,52
CETSA	RESTO	70,38	68,99	68,55
CETSA	TULUA	54,04	52,94	52,49
CHEC	CALDAS	57,92	55,45	62,43
DICEL	TODOS	86,95		
DICELER	TODOS	134,15		
DISPAC	CHOCO	57,08	53,05	66,11
EBSA	BOYACA	66,86	62,68	74,90
EDEQ	QUINDIO	65,30	54,92	66,59
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	91,10	86,52	105,11
EEBP	BAJO PUTUMAYO	53,72	53,08	61,94
EEP	CARTAGO	83,82	78,37	98,00
EEP	PEREIRA	57,33	53,95	65,72
EEP	RESTO	98,97	92,89	114,33
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	62,44	53,63	70,65
ELECTROHUILA	HUILA	79,45	57,85	77,45
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	60,89	57,01	68,48
EMEESA	POPAYAN - PURACE	58,09	39,22	
EMEESA	RESTO	79,13	55,42	
EMEVASI	SIBUNDOY	57,32	56,18	55,16
EMSA	META	60,17	55,90	65,62
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	59,10	54,82	70,59
Enel X Colombia	TODOS	57,58	56,37	70,26
ENELAR	ARAUCA	47,70	43,54	43,54
ENERBIT	TODOS	89,96	76,12	83,85
ENERCA	CASANARE	117,10	114,45	123,14
ENERCO	TODOS	81,05	80,63	86,34
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	46,64		45,37
ENERTOTAL	TODOS	88,94	96,31	94,54
EPM	ANTIOQUIA	62,42	59,97	68,51
ESSA	SANTANDER	66,92	62,22	78,83
PEESA	TODOS	88,98	74,49	84,69
QI ENERGY	TODOS	104,67	91,59	125,56
RUITOQUE	RESTO	81,26	61,66	79,08
RUITOQUE	RUITOQUE	62,39	46,19	60,48
SOL & CIELO	TODOS	189,35		193,77
VATIA	TODOS	75,05	71,73	84,33

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 EMEESA en promedio para todos los mercados atendidos en el mes de mayo de 2023 con 39,22 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de junio de 2023 para la empresa AIR-E con 195,65 \$/kWh.

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	S
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	S
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	EPPEREIRA	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 segundo trimestre de 2023:

Tabla 27. valores CPROG 2T

Operador de Red	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIR-E	18,68	18,59	17,41
CARIBEMAR	6,32	6,29	6,13
CEDENAR	24,86	25,06	12,54
CELSIA COLOMBIA (CELSIA-VALLE DEL CAUCA)	4,56	4,56	4,14
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA) TOLIMA	7,29	7,28	6,62
CENS	3,88	3,85	3,77
CEO	7,40	7,41	7,04
CETSA	3,15	3,16	2,90
CHEC	7,11	7,08	7,00
DISPAC	10,03	10,02	9,42
E.E.B.P.	11,88	11,84	11,69
EBSA	0,95	0,93	0,85
EDEQ	5,55	5,54	5,46
EPM	5,58	5,57	5,49
EPP (CARTAGO) CARTAGO	3,94	3,90	3,85
EPP (PEREIRA) PEREIRA	7,74	7,71	7,60
EPUTUMAYO SA ESP	1,14	1,13	1,10
ELECTROCAQUETA	1,28	1,28	1,19
ELECTROHUILA	8,06	7,94	7,67
EMCALI EICE ESP	4,45	4,46	4,20
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	6,78	6,76	6,62

Operador de Red	ABRIL	MAYO	JUNIO
ENEL COLOMBIA	4,12	4,15	3,91
ENELAR	0,15	0,15	0,13
ENERCA	59,95	60,01	59,42
ENERGUAVIARE	6,65	6,61	6,12
ESSA	4,07	4,06	4,00
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 segundo trimestre de 2023, corresponden al 105,55% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 5,55%.

Los conceptos asociados a restricciones son las que se encuentran en la Figura 23.

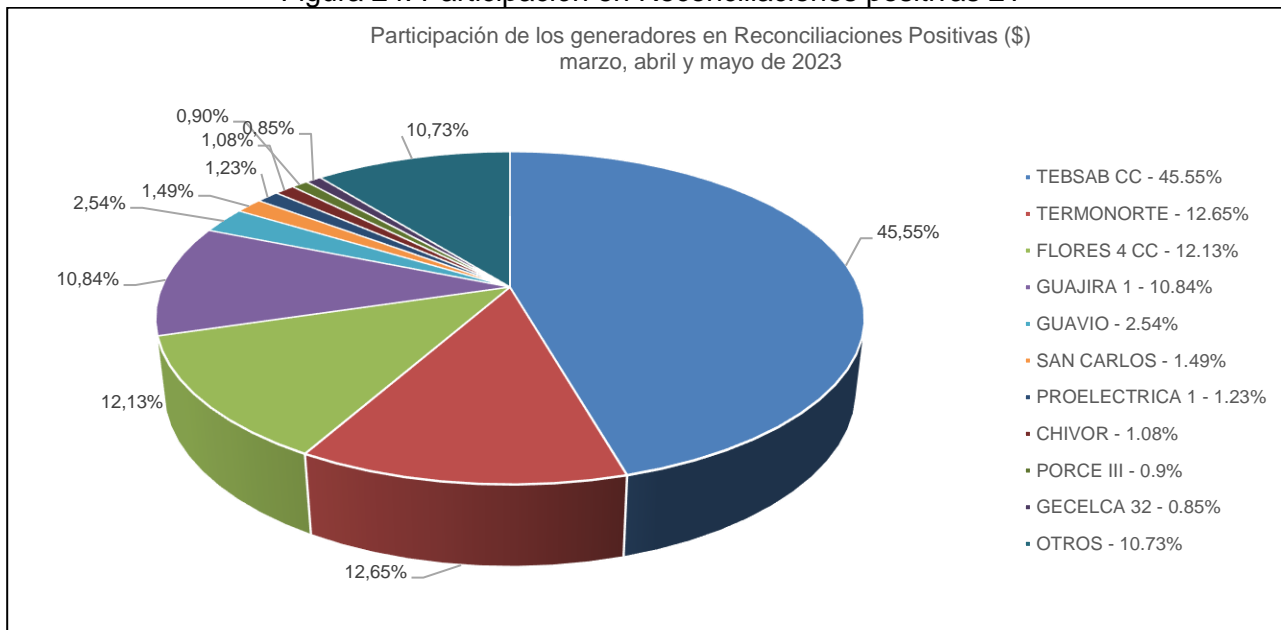
Figura 23. Formula restricciones

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

Fuente: Elaboración DTGE

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en la Figura 24 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de marzo, abril y mayo de 2023.

Figura 24. Participación en Reconciliaciones positivas 2T



*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

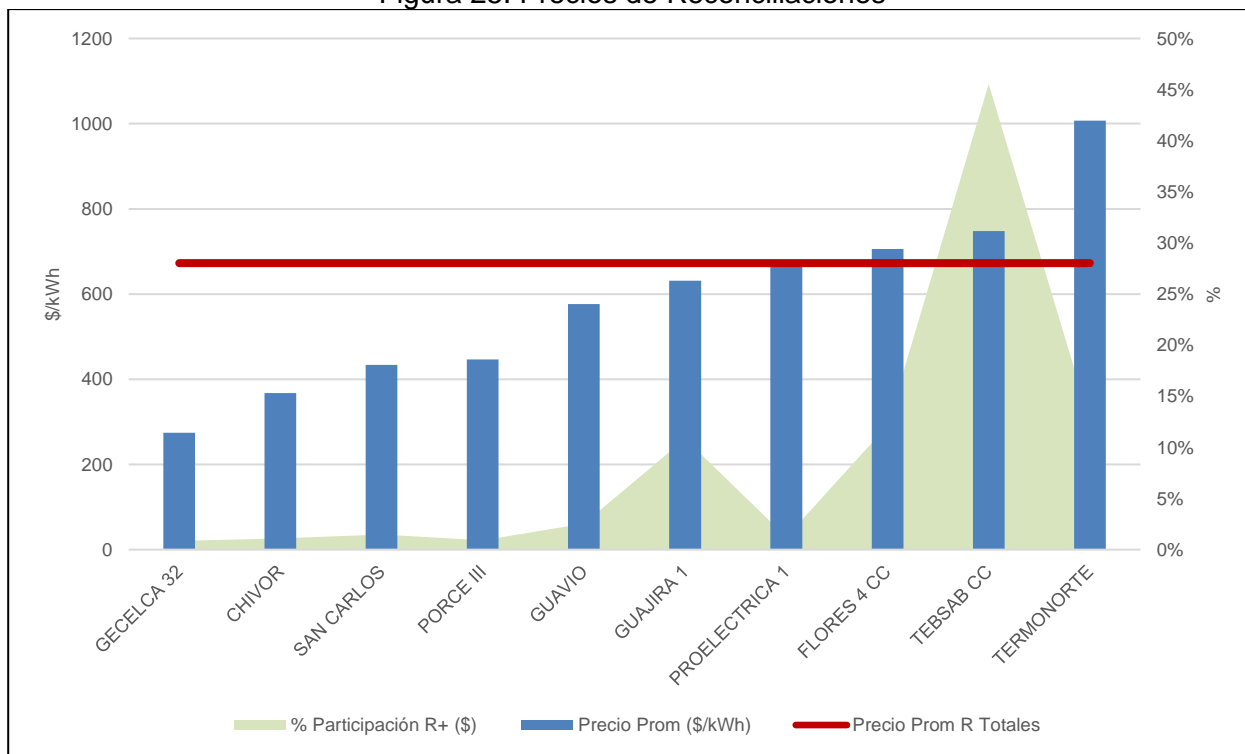
En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del primer trimestre de 2023, se mantuvo una participación de los agentes similar en las reconciliaciones positivas; a manera de ejemplo TEBSAB continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 45,55% de las mismas, valor superior a la participación del trimestre anterior aumentando en 14,86% puntos porcentuales.

Así mismo, 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 marzo, abril y mayo 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 segundo trimestre de 2023, el recurso con mayor participación corresponde a TEBSAB con 45,55% con un precio promedio de 747,95 \$/kWh estando por encima del precio promedio de 672,60 \$/kWh; mientras que, GECELCA 32 es el generador con participación más baja (0,85%) y con el precio promedio igual a 274,16 \$/kWh.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 672,60 \$/kWh, presentando un aumento de 7,6% correspondiente a 47,50 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 625,09 \$/kWh.

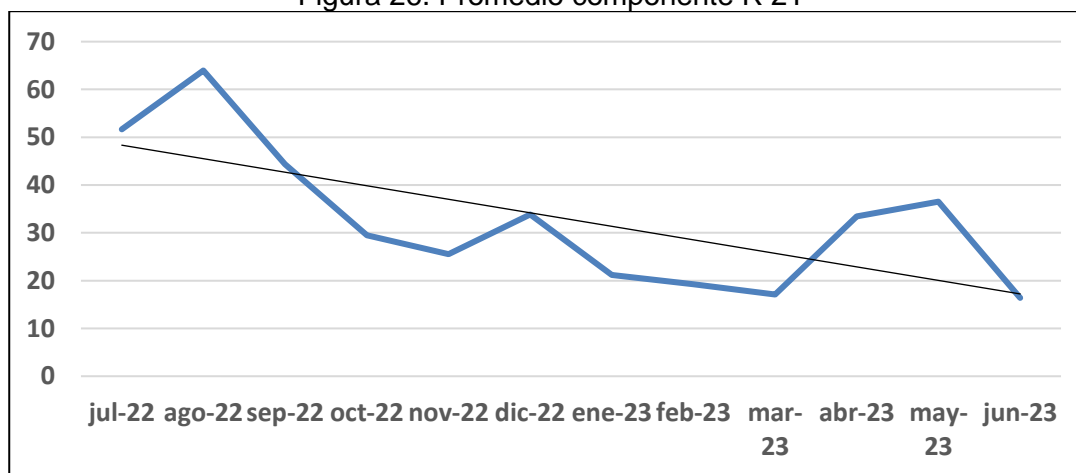
En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Figura 26, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas

comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de julio de 2022 a junio de 2023, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta incrementos significativos.

Para el segundo trimestre de 2023, se evidenció un aumento con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 9,58 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de abril, mayo y junio de 2023 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para marzo, abril y mayo de 2023.

Figura 26. Promedio componente R 2T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 28. Promedio componente R 2T

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
jul-22	51,63
ago-22	63,96
sep-22	44,34
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

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 11,48% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 59.048 millones de pesos en el trimestre. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” que alcanzó un valor de 1.159 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 98,31% 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 416 millones de pesos, lo que representa una participación de 1,69% de los alivios trasladados a la demanda. Se resalta que para este trimestre no se cuenta con alivio por concepto de ejecución de garantías de los alivios a las restricciones.

En la Tabla 29 se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el segundo trimestre de 2023 y corresponde a los meses marzo, abril y mayo de 2023.

Tabla 29. Detalles del cálculo Restricciones 2T

Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	453.834.282.055
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	1.159.559.064
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas térmicas precios gas (\$)	133.042.003
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	59.048.282.034
Total Restricciones asignadas	514.175.165.156
Rentas de congestión (\$)	24.138.306.783
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	416.111.431
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	24.554.418.214
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	489.620.746.942

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 y posteriormente fue acogida a través de otra resolución que se indicará más adelante.

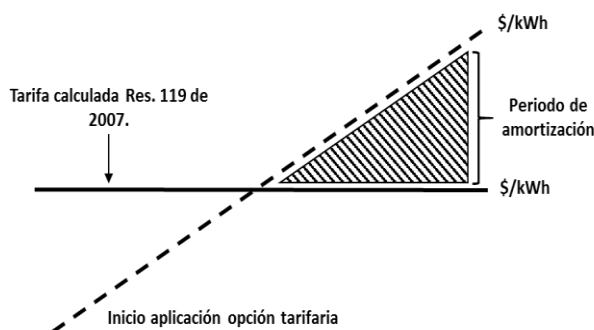
La Opción Tarifaria es una metodología que permite voluntariamente al comercializador modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) calculado bajo la metodología

general definida a través de la Resolución CREG 119 de 2007 (de ahora en adelante CU_119) cuando éste presente incrementos súbitos que podrían afectar al usuario final; es decir, que ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado o cambios regulatorios.

En este sentido, al modificar el CU_119 que corresponde al costo económico eficiente que debe cobrarse al usuario final regulado por uno menor, el comercializador deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU menor obtenido de la metodología de la opción tarifaria (de ahora en adelante CU_012⁶). Dichos valores dejados de percibir en \$/kWh, posteriormente son convertidos a pesos (\$) y se acumulan mes a mes denominándose Saldos Acumulados (SA), que, conforme a la metodología, se actualizan reconociendo una tasa de interés conforme a lo establecido por la Comisión.

Por lo anterior, y hasta tanto el comercializador no recupere los valores financiados (Saldos Acumulados) como resultado de la aplicación de la metodología, deberá continuar con la misma, por lo que en algún momento se iniciarán con cobros relativamente elevados (el CU_012 será superior al CU_119), pero con incrementos parciales para el usuario gracias a la aplicación de un Porcentaje de Variación (PV), como se evidencia en la siguiente gráfica:

Figura 27. Opción Tarifaria



Fuente: Elaboración DTGE

⁶ Se da el nombre de CU_012 debido a que la resolución de opción tarifaria vigente corresponde a la Res. CREG 012 de 2020 y que será explicada más adelante.

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

Por lo tanto, si bien la metodología de la opción tarifaria no es nueva, debido a los incrementos que se presentaron a inicios del 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 segundo 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 junio de 2023 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

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

COMERCIALIZADOR	SA (\$) MARZO 2023	SA (\$) JUNIO 2023	% VARIACIÓN
AIR-E	1.011.159.582.147	1.008.488.930.830	-0,26% ↓
CARIBEMAR	1.318.792.085.843	1.411.623.172.486	7,04% ↑
CEDENAR	93.763.288.607	103.302.432.908	10,17% ↑
CELSIA COLOMBIA (CELSIA VALLE DEL CAUCA)	133.038.346.097	128.218.741.182	-3,62% ↓
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	352.715.722.272	357.444.094.457	1,34% ↑
CENS	137.787.314.814	143.765.248.469	4,34% ↑
CETSA	21.777.215.913	20.504.085.116	-5,85% ↓
CHEC	103.557.268.767	125.615.051.678	21,30% ↑
DISPAC	9.018.215.637	8.222.355.164	-8,83% ↓
EBSA	56.111.630.265	57.621.188.859	2,69% ↑
EDEQ	55.430.821.453	64.715.666.323	16,75% ↑
EE PUTUMAYO	422.915.772	221.394.684	-47,65% ↓
EE.PP.M.	597.201.463.353	639.003.351.321	7,00% ↑
ELECTROCAQUETA	29.415.800.940	35.110.144.283	19,36% ↑
ELECTROHUILA	58.320.491.772	64.059.947.260	9,84% ↑
EMCALI EICE ESP	60.518.124		-100,00% ↓
EMEESA	336.901.680	395.181.223	17,30% ↑
EMEVASI	2.532.080.908	3.100.036.009	22,43% ↑
EMSA	77.110.294.688	88.157.594.023	14,33% ↑
ENEL COLOMBIA	323.206.035.265	372.999.245.658	15,41% ↑

COMERCIALIZADOR	SA (\$) MARZO 2023	SA (\$) JUNIO 2023	% VARIACIÓN
ENELAR	8.368.861.111	16.563.140.115	97,91% ↑
ENERCA	34.050.775.067	41.730.484.847	22,55% ↑
ENERGIA DE PEREIRA (CALDAS)	35.832.999		-100,00% ↓
ENERGIA DE PEREIRA (CARTAGO)	6.022.623.894	6.573.709.334	9,15% ↑
ENERGIA DE PEREIRA (PEREIRA)	8.038.776.145	6.355.819.565	-20,94% ↓
ENERGUAVIARE	11.473.816.909	13.092.243.173	14,11% ↑
ESSA	125.483.130.769	143.180.443.780	14,10% ↑
QIENERGY	3.159.221.086	3.689.050.537	16,77% ↑
RUITOQUE	270.966.611	361.352.917	33,36% ↑
SOLYCIELO	34.634.829	111.589.843	222,19% ↑
VATIA	44.231.087.113	46.007.757.472	4,02% ↑
TOTAL	4.622.927.720.850	4.910.233.453.516	6,21% ↑

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 segundo 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 particular⁷.

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

Figura 28. Promedio tarifa aplicada (estrato 4)
2T

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	785,02
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	792,93
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	803,29
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	845,14
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	845,22
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	858,78
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	879,88
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	722,10
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	809,59
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	746,03
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	841,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	726,80
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	733,73
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	742,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	756,83
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	790,43
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	791,93
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	798,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	812,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	815,44
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	880,55
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	894,78
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	739,06
BOYACA	VATIA	ORIENTE	742,75
BOYACA	PEESA	ORIENTE	771,51
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	793,83
BOYACA	DICEL	ORIENTE	799,07
BOYACA	EBSA	ORIENTE	829,50
CALDAS	CHEC	CENTRO	759,35
CALDAS	VATIA	CENTRO	777,29
CALDAS	EEP	CENTRO	787,03
CALDAS	DICEL	CENTRO	814,68
CALDAS	PEESA	CENTRO	822,14
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	843,94
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	738,85
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	746,45
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	795,81
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	DICEL	OCCIDENTE	796,76
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	815,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	858,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	897,50
CAQUETA	VATIA	SUR	750,73
CAQUETA	PEESA	SUR	769,76
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	788,13
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	738,59
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	759,17
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	796,65
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	808,67
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	850,64
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	852,29
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	867,77
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	867,99
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	891,50
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	784,94
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	798,77
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	842,90
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	844,03
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	851,36
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	860,32
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	880,71
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	894,57
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	914,22
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	764,56
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	776,18
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	807,31
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	820,39
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	896,39

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	785,02
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	792,93
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	803,29
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	845,14
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	845,22
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	858,78
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	879,88
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	722,10
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	809,59
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	746,03
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	841,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	726,80
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	733,73
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	742,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	756,83
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	790,43
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	791,93
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	798,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	812,94
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	815,44
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	880,55
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	894,78
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	739,06
BOYACA	VATIA	ORIENTE	742,75
BOYACA	PEESA	ORIENTE	771,51
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	793,83
BOYACA	DICEL	ORIENTE	799,07
BOYACA	EBSA	ORIENTE	829,50
CALDAS	CHEC	CENTRO	759,35
CALDAS	VATIA	CENTRO	777,29
CALDAS	EEP	CENTRO	787,03
CALDAS	DICEL	CENTRO	814,68
CALDAS	PEESA	CENTRO	822,14
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	843,94
CASANARE	ENERCA	SUR	761,87
CASANARE	VATIA	SUR	806,62
CASANARE	PEESA	SUR	826,72
CASANARE	DICEL	SUR	838,63
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	753,85
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	754,05
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	755,80
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	789,22
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	827,22
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	849,19
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	885,98
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	917,78
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	842,15
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	697,42
HUILA	VATIA	ORIENTE	742,91
HUILA	PEESA	ORIENTE	794,08
HUILA	DICEL	ORIENTE	798,61
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	809,46
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	853,66
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	855,37
META	VATIA	SUR	747,78
META	EMSA	SUR	768,56
META	ENERCO	SUR	769,59
META	PEESA	SUR	806,41
META	DICEL	SUR	812,06
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	693,43
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	765,48
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	766,56
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	827,94
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	861,72
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	904,92
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	790,13
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	825,81
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	833,53
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	848,06

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	VATIA	CENTRO	776,73
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	785,53
PEREIRA	AIRE	CENTRO	809,28
PEREIRA	DICEL	CENTRO	830,31
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	847,28
PEREIRA	PEESA	CENTRO	856,39
PEREIRA	EEP	CENTRO	860,11
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	882,46
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	771,36
PUTUMAYO	VATIA	SUR	776,62
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	891,85
QUINDIO	VATIA	CENTRO	778,29
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	793,10
QUINDIO	DICEL	CENTRO	827,04
QUINDIO	PEESA	CENTRO	851,70
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	871,75
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	843,45
SANTANDER	VATIA	CENTRO	795,45
SANTANDER	ESSA	CENTRO	818,57
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	820,92
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	822,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	827,85
SANTANDER	DICEL	CENTRO	851,80
SANTANDER	PEESA	CENTRO	855,66
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	917,00
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	726,56
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	758,00
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	760,10
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	811,31
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	820,44
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	830,68
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	891,14
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	950,73
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	734,53
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	786,90
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	811,19
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	811,76
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	814,45
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	814,70
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	706,01
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	743,59
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	749,82
VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	795,26
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	812,67
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	836,40
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	850,99
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	863,45

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

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

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

El documento “*Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red*” se encuentra disponible en la página web de la Superservicios⁸, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

11. Usuarios no regulados

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

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

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

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

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

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

El cálculo del CU promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de abril, mayo y junio 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 segundo trimestre de 2023, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a INDUSTRIAL, COMERCIAL, OFICIAL, PROVISIONAL y ALUMBRADO PÚBLICO. 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, esta 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 288,72 \$/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 segundo trimestre de 2023, igual a 50,92 \$/kWh.

Componente P: Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 288,72 \$/kWh y el T promedio de 50,92 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real 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. Así mismo 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 288,72 \$/kWh y el T promedio de 50,92 \$/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 segundo 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 65,33 \$/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 segundo trimestre de 2023 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (28,78 \$/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	677,80
CENTRO	NT2	595,19
CENTRO	NT3	484,33
CENTRO	NT4	429,00
OCCIDENTE	NT1	639,96
OCCIDENTE	NT2	563,76
OCCIDENTE	NT3	496,86
OCCIDENTE	NT4	429,00
ORIENTE	NT1	632,77
ORIENTE	NT2	565,46
ORIENTE	NT3	509,81
ORIENTE	NT4	429,00
SUR	NT1	647,47
SUR	NT2	586,28
SUR	NT3	453,70

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
SUR	NT4	429,00
CARIBE MAR	NT1	722,96
CARIBE MAR	NT2	560,40
CARIBE MAR	NT3	514,06
CARIBE MAR	NT4	437,18
CARIBE SOL	NT1	717,87
CARIBE SOL	NT2	549,05
CARIBE SOL	NT3	491,41
CARIBE SOL	NT4	449,17
CHOCO	NT1	729,30
CHOCO	NT2	549,99

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 segundo trimestre de 2023, el CU promedio más alto corresponde a TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P para el sector Industrial SIN ADD mercado Caribe Sol con un valor de 854,98\$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Comercial, servicio prestado por COLOMBINA ENERGIA SAS ESP con 644,07 \$/kWh en el ADD Oriente.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el segundo trimestre de 2023, es para la COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. con 1.768,13 \$/kWh en el sector Comercial del mercado Occidente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a CELSIA COLOMBIA con para el sector Especial Educativo sin ADD en el mercado Caribe Sol con 554,44\$/kWh. El valor obtenido con la información de CEO correspondiente a 1.768,13 \$/kWh deberá ser revisado por la empresa.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el segundo trimestre de 2023 corresponde a TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P con 655,83 \$/kWh en el sector Comercial del ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. con 455,06 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Sur.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este segundo trimestre del año 2023 corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con 564,43 \$/kWh en el sector Industrial SIN ADD; por su parte, ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., presenta el menor valor promedio con 429,38 \$/kWh en el sector Oficial para SIN ADD.

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

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

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

Anexo 1

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	788,65
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	793,55
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	800,74
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	845,14
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	864,29
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	881,34
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	893,08
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	718,61
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	803,41
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	751,83
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	833,60
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	707,33
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	730,38
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	737,63
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	756,83
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	774,97
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	784,33
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	790,43
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	831,08
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	850,03
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	856,60
BOYACA	VATIA	ORIENTE	738,92
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	743,68
BOYACA	PEESA	ORIENTE	785,92
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	788,38
BOYACA	DICEL	ORIENTE	799,07
BOYACA	EBSA	ORIENTE	821,56
CALDAS	CHEC	CENTRO	754,31
CALDAS	VATIA	CENTRO	780,95
CALDAS	EEP	CENTRO	788,99
CALDAS	DICEL	CENTRO	814,68
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	839,90
CALDAS	PEESA	CENTRO	843,88
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	731,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	738,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	793,68
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	DICEL	OCCIDENTE	796,76
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	827,08
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	834,49
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	853,64
CAQUETA	VATIA	SUR	756,06
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	780,59
CAQUETA	PEESA	SUR	802,48
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	733,69
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	754,61
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	788,72
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	808,67
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	845,00
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	852,29
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	869,56
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	885,38
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	916,93
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	777,27
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	798,77
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	844,03
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	845,71
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	858,51
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	879,11
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	883,06
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	883,94
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	905,44

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	756,56
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	770,49
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	801,96
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	820,39
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	865,37
CASANARE	ENERCA	SUR	756,82
CASANARE	VATIA	SUR	812,48
CASANARE	DICEL	SUR	838,63
CASANARE	PEESA	SUR	859,58
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	746,63
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	752,42
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	752,86
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	801,33
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	827,01
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	827,22
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	852,73
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	926,22
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	826,72
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	693,21
HUILA	VATIA	ORIENTE	739,24
HUILA	DICEL	ORIENTE	798,61
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	799,30
HUILA	PEESA	ORIENTE	809,77
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	848,00
META	VATIA	SUR	753,58
META	EMSA	SUR	763,46
META	ENERCO	SUR	784,08
META	DICEL	SUR	812,06
META	PEESA	SUR	830,73
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	755,13
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	761,99
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	780,50
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	827,94
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	853,45
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	886,01
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	793,37
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	820,33
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	833,53
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	872,05
PEREIRA	VATIA	CENTRO	780,49
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	786,87
PEREIRA	AIRE	CENTRO	814,77
PEREIRA	DICEL	CENTRO	830,31
PEREIRA	EEP	CENTRO	854,40
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	869,77
PEREIRA	PEESA	CENTRO	880,83
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	890,75
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	768,36
PUTUMAYO	VATIA	SUR	780,81
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	887,22
QUINDIO	VATIA	CENTRO	781,86
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	787,84
QUINDIO	DICEL	CENTRO	827,04
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	862,48
QUINDIO	PEESA	CENTRO	873,90
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	835,35
SANTANDER	VATIA	CENTRO	799,11
SANTANDER	ESSA	CENTRO	813,14
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	822,36
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	824,33
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	824,39
SANTANDER	DICEL	CENTRO	851,80
SANTANDER	PEESA	CENTRO	879,87
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	928,73
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	741,15
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	754,10
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	760,72
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	820,44
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	822,70
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	826,86
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	864,16

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	727,30
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	760,73
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	786,90
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	806,88
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	824,96
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	842,13
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	716,88
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	731,88
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	738,85
VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	795,26
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	810,58
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	825,42
VALLE DEL CAUCA	EPP	OCCIDENTE	825,97
VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	832,13
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	838,32
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	842,82
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	849,57

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	755,61
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	783,93
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	806,99
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	808,84
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	862,45
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	898,91
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	691,24
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	809,69
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	732,63
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	834,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	691,78
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	702,41
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	726,57
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	732,54
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	792,38
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	792,95
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	813,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	817,04
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	817,15
BOYACA	VATIA	ORIENTE	710,67
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	734,27
BOYACA	PEESA	ORIENTE	772,54
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	805,52
BOYACA	EBSA	ORIENTE	830,44
CALDAS	EPP	CENTRO	748,22
CALDAS	VATIA	CENTRO	748,67
CALDAS	CHEC	CENTRO	760,21
CALDAS	PEESA	CENTRO	825,40
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	863,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	709,21
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	737,89
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	758,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	816,55
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	818,26
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	877,70
CAQUETA	VATIA	SUR	735,96
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	789,02

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	739,42
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	789,83
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	818,00
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	851,60
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	912,45
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	777,39
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	821,02
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	849,23
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	852,32
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	901,84
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	915,24
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	732,55
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	777,75
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	808,23
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	919,32
CASANARE	ENERCA	SUR	762,74
CASANARE	VATIA	SUR	792,24
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	723,62
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	750,17
CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	758,73
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	799,48
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	863,85
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	904,17
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	846,75
HUILA	VATIA	ORIENTE	711,32
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	790,72
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	823,32
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	854,61
META	VATIA	SUR	733,75
META	EMSA	SUR	769,43
META	ENERCO	SUR	791,97
META	PEESA	SUR	824,69
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	594,64
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	739,35
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	772,94
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	862,67
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	928,74
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	760,10
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	826,74
PEREIRA	VATIA	CENTRO	748,50
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	777,19
PEREIRA	AIRE	CENTRO	811,83
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	820,15
PEREIRA	EPP	CENTRO	861,08
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	902,63
POPAYAN - PURACE	EMESA	OCCIDENTE	774,35
PUTUMAYO	VATIA	SUR	759,98
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	894,16
QUINDIO	VATIA	CENTRO	749,36
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	794,00
QUINDIO	PEESA	CENTRO	855,41
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	890,56
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	844,39
SANTANDER	VATIA	CENTRO	765,53
SANTANDER	ESSA	CENTRO	819,48
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	824,10
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	824,20
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	828,79
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	937,39

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	724,53
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	724,92
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	752,70
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	812,57
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	831,60
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	841,48
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	912,69
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	705,11
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	795,96
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	815,61
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	843,00
VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	667,50
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	705,63
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	709,30
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	736,99
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	776,24
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	794,68
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	798,59
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	851,94
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	884,28

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	801,32
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	802,15
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	810,81
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	832,54
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	833,74
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	876,43
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	756,46
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	815,66
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	753,64
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	855,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	758,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	768,39
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	781,28
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	796,40
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	798,21
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	798,50
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	804,59
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1014,73
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	1034,53
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	739,24
BOYACA	PEESA	ORIENTE	756,06
BOYACA	VATIA	ORIENTE	778,66
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	787,59
BOYACA	EBSA	ORIENTE	836,50
CALDAS	CHEC	CENTRO	763,53
CALDAS	PEESA	CENTRO	797,13
CALDAS	VATIA	CENTRO	802,25
CALDAS	EEP	CENTRO	823,89
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	828,13
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	763,22
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	775,58
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	800,69
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	835,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	864,13
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1022,31

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAQUETA	PEESA	SUR	737,04
CAQUETA	VATIA	SUR	760,17
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	794,78
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	742,65
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	763,72
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	811,39
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	850,16
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	855,32
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	869,04
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	892,49
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	800,16
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	824,61
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	841,53
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	856,04
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	881,79
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	921,98
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	950,54
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	780,29
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	804,56
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	811,76
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	904,47
CASANARE	ENERCA	SUR	766,07
CASANARE	PEESA	SUR	793,85
CASANARE	VATIA	SUR	815,13
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	758,97
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	777,12
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	791,90
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	901,05
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	921,07
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	963,27
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	852,99
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	701,62
HUILA	VATIA	ORIENTE	778,16
HUILA	PEESA	ORIENTE	778,40
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	805,76
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	858,37
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	920,01
META	ENERCO	SUR	732,72
META	VATIA	SUR	756,02
META	PEESA	SUR	763,81
META	EMSA	SUR	772,79
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	730,53
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	746,23
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	795,09
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	869,05
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	900,01
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	816,93
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	824,07
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	830,35
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	792,52
PEREIRA	VATIA	CENTRO	801,19
PEREIRA	AIRE	CENTRO	801,25
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	830,93
PEREIRA	PEESA	CENTRO	831,94
PEREIRA	EEP	CENTRO	864,84
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	874,99
PUTUMAYO	VATIA	SUR	789,08
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	894,16
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	797,46
QUINDIO	VATIA	CENTRO	803,65
QUINDIO	PEESA	CENTRO	825,78
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	862,22
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	850,61

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	814,34
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	818,73
SANTANDER	VATIA	CENTRO	821,70
SANTANDER	ESSA	CENTRO	823,08
SANTANDER	PEESA	CENTRO	831,46
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	832,41
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	884,87
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	714,00
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	766,89
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	794,49
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	794,96
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	837,73
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	896,56
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1059,98
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	771,18
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	798,56
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	805,27
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	821,62
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	829,84
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	695,51
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	754,94
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	776,15
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	785,09
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	812,19
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	858,22
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	867,76
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	884,63
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	948,34

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)
ABRIL	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	856,49	820,33
ABRIL	CENTRO	CHEC	CALDAS	851,41	754,31
ABRIL	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	898,82	787,84
ABRIL	CENTRO	EEP	PEREIRA	843,59	854,40
ABRIL	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	823,62	800,74
ABRIL	CENTRO	ESSA	SANTANDER	851,99	813,14
ABRIL	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	899,48	835,35
ABRIL	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	892,23	822,36
ABRIL	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	932,46	853,45
ABRIL	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	818,60	842,82
ABRIL	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	768,88	806,88
ABRIL	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	800,50	801,96
ABRIL	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	842,45	752,86
ABRIL	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	881,61	768,36
ABRIL	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	832,13	832,13
ABRIL	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	819,60	822,70
ABRIL	ORIENTE	EBSA	BOYACA	839,04	821,56
ABRIL	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	931,36	848,00
ABRIL	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	776,01	784,33
ABRIL	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	879,46	803,41
ABRIL	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	873,19	905,44
ABRIL	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	884,75	845,00
ABRIL	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	808,50	837,89
ABRIL	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	771,42	693,21
ABRIL	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	910,99	883,06
ABRIL	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	967,21	754,61
ABRIL	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	781,47	733,69
ABRIL	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	779,20	845,71
ABRIL	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	881,27	887,22
ABRIL	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	902,85	780,59
ABRIL	SUR	EMSA	META	837,95	763,46
ABRIL	SUR	ENERCA	CASANARE	870,35	756,82

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JUNIO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	888,14	830,35
JUNIO	CENTRO	CHEC	CALDAS	851,01	763,53
JUNIO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	867,23	797,46
JUNIO	CENTRO	EEP	PEREIRA	877,60	864,84
JUNIO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	826,50	802,15
JUNIO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	889,82	823,08
JUNIO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	846,74	850,61
JUNIO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	839,11	832,41
JUNIO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	923,14	869,05
JUNIO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	836,98	858,22
JUNIO	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	747,81	821,62
JUNIO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	862,29	811,76
JUNIO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	836,40	837,73
JUNIO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	857,18	836,50
JUNIO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	893,39	858,37
JUNIO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	831,34	798,50
JUNIO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	833,79	815,66
JUNIO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	915,63	921,98
JUNIO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	911,43	855,32
JUNIO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	863,43	852,99
JUNIO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	772,87	701,62
JUNIO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	1000,58	824,61
JUNIO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	968,00	763,72
JUNIO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	833,48	742,65
JUNIO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	831,31	856,04
JUNIO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	887,61	894,16
JUNIO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	898,05	794,78
JUNIO	SUR	EMSA	META	815,31	771,37
JUNIO	SUR	ENERCA	CASANARE	848,82	766,07
MARZO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	874,83	873,88
MARZO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	999,75	746,77
MARZO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	871,53	726,06
MARZO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	870,83	836,92
MARZO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	890,33	878,00
MARZO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	953,72	770,20
MARZO	SUR	EMSA	META	886,23	755,52
MARZO	SUR	ENERCA	CASANARE	908,27	748,95
MAYO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	818,43	826,74
MAYO	CENTRO	CHEC	CALDAS	820,90	860,21
MAYO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	812,28	794,00
MAYO	CENTRO	EEP	PEREIRA	799,56	861,08
MAYO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	788,07	806,99
MAYO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	804,94	819,48
MAYO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	761,84	844,39
MAYO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	756,07	828,79
MAYO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	844,40	862,67
MAYO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	794,10	851,94
MAYO	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	756,19	815,61
MAYO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	765,50	808,23
MAYO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	676,00	758,73
MAYO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	716,59	774,35
MAYO	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	667,50	667,50
MAYO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	793,04	831,60
MAYO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	793,51	830,44
MAYO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	777,88	854,61
MAYO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	730,63	792,95
MAYO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	833,79	809,69
MAYO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	846,69	915,24
MAYO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	853,31	851,60
MAYO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	778,68	846,75
MAYO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	868,29	821,02
MAYO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	757,16	739,42
MAYO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	751,48	852,32
MAYO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	853,36	894,16
MAYO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	831,23	789,02
MAYO	SUR	EMSA	META	803,90	769,43
MAYO	SUR	ENERCA	CASANARE	847,97	762,74

Fuente: Información publicada por las E.S.P

Anexo 2

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

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			806,00		
ISAGEN S.A. E.S.P.				586,87	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			699,51	673,10	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		698,45	665,66	634,34	590,76
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			712,76		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			706,88		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	783,00	808,71	781,63		
VATIA S.A. E.S.P.			596,11	676,70	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			736,95		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			709,17	748,10	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			704,39		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			662,44		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			747,96		

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
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		790,86		
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	752,38			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		655,86		635,93
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		647,03		
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P		608,49		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		584,51		
VATIA S.A. E.S.P.		636,67		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	749,86	677,06	666,31	704,79
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		409,53		713,66
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		0,00		0,00
QI ENERGY SAS ESP		596,75		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		682,11		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		740,70		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						754,26	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	475,90	495,70					
ISAGEN S.A. E.S.P.						629,87	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		668,44				667,55	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		511,94				673,37	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.						702,87	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		663,36		650,05		678,91	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		839,40	790,54			686,68	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						698,65	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		713,54				667,46	690,40
VATIA S.A. E.S.P.		667,93				645,27	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		607,00				720,96	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	687,02	698,75			785,54	681,56	

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP						713,00	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		644,07					
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		699,28					

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	664,02	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	782,82	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		751,77

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2023. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	854,38		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		788,88	717,31
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	780,00		
VATIA S.A. E.S.P.			773,33
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	709,97	707,55	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	760,52		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2023. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	676,13	854,98
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		523,14
VATIA S.A. E.S.P.		556,06
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		750,45

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 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.					642,77			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			718,55		709,89			
ISAGEN S.A. E.S.P.			575,04		612,92			
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS					636,87			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	620,65	620,75	607,34		595,52		573,00	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	610,34	596,69	590,44		581,95	599,63	578,70	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			603,74		620,53		693,60	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P					596,63			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.					797,03			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. VATIA S.A. E.S.P.	651,15	664,68	609,57		628,26		694,07	641,05
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			670,89		601,53			
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			622,89		626,37			
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P					408,16			
ENERGIA & AGUA SAS ESP					729,54			
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			618,90		620,53			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP					617,05			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			623,52		623,70			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 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.							560,54	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		639,22	722,71				624,79	
ISAGEN S.A. E.S.P.			562,73				589,13	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	662,64		651,00		599,75	599,75	597,72	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	586,55	661,56	571,81	570,26			557,69	601,03
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	554,52		553,27				554,56	527,39
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	430,83	553,06	577,05	577,20	555,87		579,03	570,28
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	555,28		609,99	593,66			625,70	604,45
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							543,84	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			398,98				588,42	
VATIA S.A. E.S.P.			567,02				571,91	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			582,36				601,46	575,67
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		494,78	559,43			642,22	575,31	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							594,03	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			595,44				602,07	
FRANCA ENERGIA SA ESP							605,37	
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP			586,74					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							542,92	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			591,80				654,52	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			587,58	591,65			588,69	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2023. ADD Occidente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			721,00			1373,16		
ISAGEN S.A. E.S.P.						555,38		
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	712,27		356,17			344,16		332,42
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	588,69		602,83	564,95	545,95	565,95	582,54	594,21
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			560,15			528,47		556,88
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			577,35			570,37		
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	579,60		605,71			585,71		585,89
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P			546,12			545,72		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	605,16		586,99			567,56		
VATIA S.A. E.S.P.			582,11			580,47		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	607,45		593,38	583,17	598,42	591,92		606,68
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			505,79			596,58		
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			1768,13			680,85		387,11
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			606,91					
QI ENERGY SAS ESP		673,76	594,12					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP						555,04		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			590,90					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS			673,10	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		628,67		666,27
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		641,07	594,89	466,58
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		631,19		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	741,82		637,52	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		727,71		696,13
VATIA S.A. E.S.P.		661,57	661,49	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		604,98		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			754,04	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			626,49	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		650,79		
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	750,00			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						604,47
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.						491,40
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		629,69				631,29
ISAGEN S.A. E.S.P.					543,74	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		572,86				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		558,36				563,03
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		550,72			546,52	558,88
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		573,69			601,26	568,23
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.						645,08
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						589,00
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						532,07
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		609,97				
VATIA S.A. E.S.P.		572,30				552,60
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P						647,07
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		630,10			757,62	624,02
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		578,51				564,33
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					673,98	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP		584,81				584,93
QI ENERGY SAS ESP			663,43			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		547,67				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	617,11	595,12	602,99	607,90	571,80	619,54
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP					695,53	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					591,55	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P					625,95	
ISAGEN S.A. E.S.P.					520,84	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		555,14		554,44	533,23	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		537,76		547,16	539,15	538,67
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		549,67	562,85		557,37	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P					521,58	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		609,03			648,73	
VATIA S.A. E.S.P.					555,20	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P					648,68	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		592,26			592,00	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P					603,97	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP					589,98	
QI ENERGY SAS ESP	652,03					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP					535,49	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP					570,95	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		574,97			599,82	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		533,08
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	574,58	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		515,43			530,54		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		655,83					
ISAGEN S.A. E.S.P.		519,18			459,15		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		486,46			476,71		

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	490,04	476,27		490,00	472,86	420,16	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	492,37	506,28			493,04		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		455,87			456,92		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		468,13	517,06		526,89	599,31	542,30
VATIA S.A. E.S.P.		497,27			480,47		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.		497,33					
ENERTOTAL S.A. E.S.P.					622,66		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P					506,94		
QI ENERGY SAS ESP	580,67	619,56					
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		511,32			512,47		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		491,83	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		333,08	435,99
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	508,16	498,58	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	488,68	458,92	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	499,38	508,77	
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		479,34	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P	524,68	403,11	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		472,68	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		536,11	
VATIA S.A. E.S.P.		494,13	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	525,08	523,60	541,25
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		367,82	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		531,85	
COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		515,71	638,20
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP	531,32		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	487,32	479,40	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		521,04	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		512,40	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	530,61		557,64		
ISAGEN S.A. E.S.P.	500,67		448,03		
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	541,99		542,07	537,78	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	381,59		499,63		0,00
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	498,97		497,64		493,17
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	497,99		506,70		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	547,26	543,91	545,70		500,88
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			424,48		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	414,33				
VATIA S.A. E.S.P.	517,79		515,59		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			508,76		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			516,45		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P			464,67		
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			552,52		
QI ENERGY SAS ESP	623,95		584,45		
FRANCA ENERGIA SA ESP			587,45		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP	539,63				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	534,97		521,07		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		502,54		
ISAGEN S.A. E.S.P.		386,88	443,07	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		440,17	455,06	515,81
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		429,64	438,35	427,35
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		458,40	542,63	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			476,86	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		516,33		
VATIA S.A. E.S.P.			466,96	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			449,52	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			608,42	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		482,60	529,41	
QI ENERGY SAS ESP	555,28			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			528,31	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2023. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			458,49	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	519,99		489,34	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			511,08	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	500,60		618,65	556,66
VATIA S.A. E.S.P.				531,86
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	548,92			548,68
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	538,27	550,06	550,77	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2023. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		538,08
ISAGEN S.A. E.S.P.		437,78
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		461,54
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	487,04	481,19
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		530,07
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		629,16
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		467,22
VATIA S.A. E.S.P.		512,06
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		530,05

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		396,69	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		389,20	361,69
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	461,81	459,03	
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		384,70	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		420,21
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	623,91	429,66
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		415,19
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		451,05

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2023. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	406,56	438,59
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		419,45
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		388,39
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		461,84
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		451,11

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2023. ADD SUR (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	512,18
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	396,68

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		379,70	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			475,12
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	425,24		429,38
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	456,00		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		564,43	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2023. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	417,96
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	509,53

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Boletín Tarifario

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



ABRIL - JUNIO
2023

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

