

# Boletín Tarifario

DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE

ABRIL - JUNIO  
2022

# Contenido

## Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	4
Componente de generación	5
Componente de transmisión	11
Componente de distribución	13
Componente de comercialización	17
Componente de Pérdidas	20
Componente de Restricciones	22
Opción Tarifaria	25
Tarifas aplicadas	26
Usuarios no regulados	28
Anexo 1	31
Anexo 2	36

**Proyectaron:**

Geraldin Sánchez Castiblanco  
Rafael Ricardo Rojas Peña  
Diego Fernando Borda Tovar

**Revisó**

Diego Fernando Borda Tovar  
Coordinador Grupo de Gestión Comercial del SIN  
Luisa Fernanda Camargo Sánchez  
Directora Técnica de Gestión de Energía (E)

**Aprobó:**

Luisa Fernanda Camargo Sánchez  
Directora Técnica 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 2022 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 4. También se puede observar cómo ha sido la evolución y el impacto que ha generado la aplicación de la opción tarifaria. Finalmente, se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presenta la información detallada con el resultado del presente análisis.

La base de datos usada para este informe corresponde con información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los periodos 4M2022, 5M2022 y 6M2022. Esta información fue reportada por 36 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

Durante el segundo trimestre del 2022, culminó la expedición y la entrada en firme de las aprobaciones de ingreso regulado de los OR que se encontraban pendientes, conforme al marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Las empresas que cuya resolución de ingreso regulados quedó en firme son:

- **Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.:** Mediante radicado CREG S-2022-002157 del 16/06/2022 la CREG informa que quedó en firme el 8 de junio de 2022 y que fueron notificados por aviso al no haberse notificado por correo electrónico

- **Empresa de Energía de Bajo Putumayo S.A. E.S.P.:** Notificación radicado CREG I-2022-006074 del 18/05/2022 quedando en firme en el mes de mayo de 2022.
- **Empresa de Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.:** Comunicación I-2022-006059 del 18/05/2022 notificada el 23 de mayo de 2022 y quedando en firme el mismo día.
- **Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP:** Comunicado I-2022-005434 del 30/03/2022 notificada el 04/04/2022 por correo electrónico.

Con la entrada de todos los OR al nuevo esquema de remuneración de la actividad de distribución, desde el punto de vista de información al SUI, se da a entender que finaliza la aplicación de los formatos de la Resolución SSPD 8055 de 2010 quedando de lleno la Resolución SSPD 12515 de 2022.

También se resalta que ya para este trimestre, ENEL COLOMBIA (antes EMGESA) absorbió a las empresas CODENSA y ENEL GREEN POWER, por lo que hoy ENEL COLOMBIA es quien opera las redes de distribución y es el comercializador incumbente en el mercado de Bogotá y Cundinamarca conformado por las redes que antes operaba CODENSA.

Mediante radicado SSPD 20225292401822 del 15 de junio de 2022 la empresa SPECTRUM RENOVAVEIS S.A.S. E.S.P. (antes RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P.) remite comunicación donde manifiesta que a partir del 8 de junio del año 2022 dejó de atender usuarios regulados en todos los mercados/departamentos del territorio nacional.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el segundo trimestre de 2022 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Res. CREG/2022	TEMÁTICA
501 037	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 220 de 2021



Res. CREG/2022	TEMÁTICA
501 038	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021
501 039	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 202 de 2021.
501 040	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 030 de 2021.
501 043	Por la cual se actualiza la base de activos del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.
501 044	Por la cual se modifica el plan de reducción de pérdidas del mercado de comercialización atendido por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
501 045	Por la cual se modifica el plan de reducción de pérdidas del mercado de comercialización atendido por Celsia Colombia S.A. E.S.P.
501 051	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P contra la Resolución CREG 501-018 de 2022

## 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el segundo trimestre del 2022 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 las 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 las empresas que son incumbentes 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 36 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este segundo trimestre de 2022 corresponden nuevamente a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 1022,38 \$/kWh y 997,41 \$/kWh ambos para el mercado Tolima para los meses de junio y abril, y el tercer CU mayor por 1005,19 \$/kWh de la empresa CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P en el mercado Tolima para el mes de junio de 2022. 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 CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P para el mercado Tolima en junio de 2022 es de 781,33 \$/kWh; de las tres empresas anteriormente mencionadas CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P es la única empresa acogida a la opción tarifaria para este mercado.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU trasferido a los usuarios finales para el segundo trimestre de 2022 se encuentra en los mercados Huila, Boyacá y Bogotá, de los cuales ninguno corresponde a opción tarifaria, el comercializador PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P. con valores de CU de 498,99 \$/kWh, 510,13 \$/kWh y 504,41 \$/kWh para el mes de junio de 2022 respectivamente.

A modo resumen, a continuación, 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.



MERCADO	ADD	ESTRATO 4
CASANARE	SUR	580,72
META	SUR	629,41
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	643,41
CAQUETA	SUR	649,34
BOYACA	ORIENTE	651,78
HUILA	ORIENTE	655,75
TULUA	OCCIDENTE	661,95
ARAUCA	ORIENTE	675,76
GUAVIARE	SIN ADD	677,10
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	688,76
CALDAS	CENTRO	688,88
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	689,53
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	692,46
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	695,08
SANTANDER	CENTRO	700,43
RUITOQUE	CENTRO	705,42
PEREIRA	CENTRO	706,23
CHOCO	SIN ADD	723,78
NARIÑO	OCCIDENTE	724,16
QUINDIO	CENTRO	724,31
CAUCA	OCCIDENTE	733,21
CARTAGO	OCCIDENTE	744,45
CARIBE MAR	SIN ADD	752,92
BAJO PUTUMAYO	SUR	753,13
PUTUMAYO	SUR	757,87
CARIBE SOL	SIN ADD	769,00
SIBUNDOY	SUR	847,31
TOLIMA	SIN ADD	853,95

De la tabla anterior se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de Tolima, Sibundoy y Caribe Sol 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

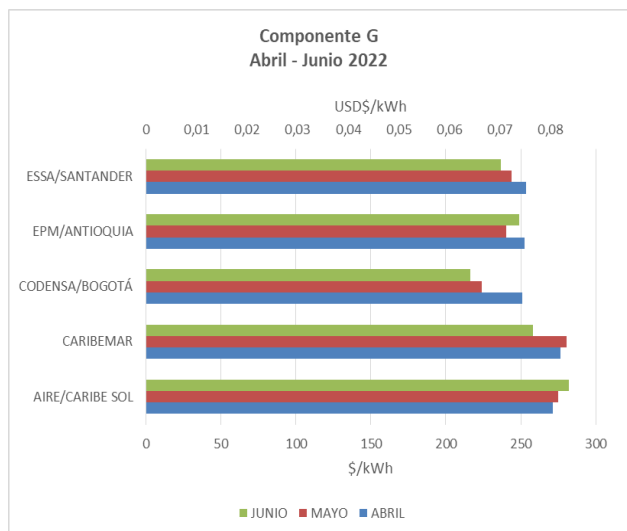
del número de usuarios fue consultada del SUI y se informa que para este 2022, entendiendo que el número de usuarios crece cada año, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a marzo de 2022 manteniendo la agrupación que establecida en el primer trimestre de 2022. Sin embargo, para las empresas EMCALI y EDEQ se identificó que tuvieron un aumento del número de usuarios que los haría cambiar de grupo, pero se considera no es representativo para cambiarlos del grupo actual, debido a que el número de usuarios se acerca más al rango de los grupos a los que pertenecen.

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 3915,43 \$/USD.

#### Grupo 1

El valor promedio para el segundo trimestre de 2022 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 254,04 \$/kWh, 20,18 \$/kWh por debajo respecto al primer trimestre de 2022 que representa una disminución del 7,36%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa ENEL COLOMBIA para el mes de junio de 2022 con un valor igual a 216,27 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a AIRE con 281,97 \$/kWh para el mes de junio de 2022.

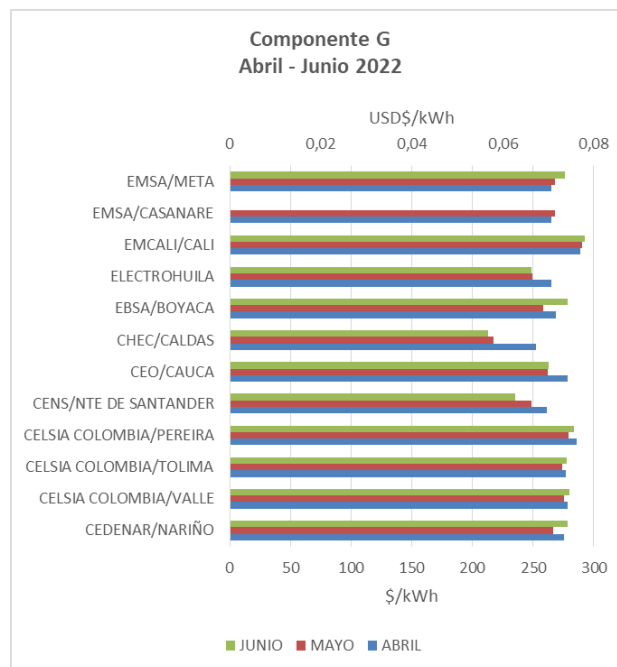
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	271,16	275,15	281,97
CARIBEMAR	276,50	280,40	258,28
ENEL COLOMBIA	251,25	223,89	216,27
EPM	252,43	240,30	249,16
ESSA	253,53	243,66	236,72



## Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el segundo trimestre de 2022 corresponde a 267,03 \$/kWh, 4,5% por debajo del promedio del primer trimestre del año 2022. Con un valor de 212,95 \$/kWh, CHEC S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de junio de 2022; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a EMCALI E.I.C.E. E.S.P. para el mes de junio de 2022, con un valor igual a 292,35 \$/kWh.

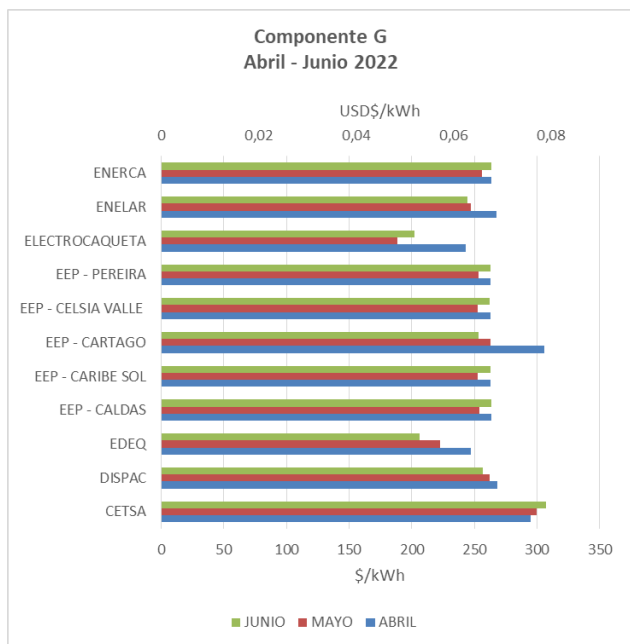
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	275,16	266,72	278,16
CELSIA COLOMBIA - V. DEL CAUCA	278,29	275,49	279,66
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	276,75	273,92	277,94
CELSIA COLOMBIA - PEREIRA	286,30	279,34	283,87
CENS	261,63	248,66	235,54
CEO	278,13	262,04	262,66
CHEC	252,54	217,63	212,95
EBSA	268,85	258,42	278,38
ELECTROHUILA	265,38	249,14	248,48
EMCALI	288,84	290,64	292,35
EMSA - CASANARE	265,12	267,90	
EMSA - META	264,91	267,90	276,20



## Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 256,98 \$/kWh, 10% por debajo del promedio del primer trimestre de 2022 equivalente a 29,02\$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. para el mes de mayo de 2022 igual a 188,59 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 307,37 para el mes de junio de 2022.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	294,95	299,33	307,37
DISPAC	268,14	262,14	256,83
EDEQ	247,38	222,58	206,54
EEP - CALDAS	263,31	254,12	263,50
EEP - CARIBE SOL	262,67	252,79	262,67
EEP - CARTAGO	306,10	263,03	253,53
EEP - CELSIA VALLE DEL CAUCA	262,50	252,45	262,46
EEP - PEREIRA	263,01	253,48	263,10
ELECTROCAQUETA	242,83	188,59	202,36
ENELAR	267,86	247,01	244,67
ENERCA	263,59	255,80	263,53

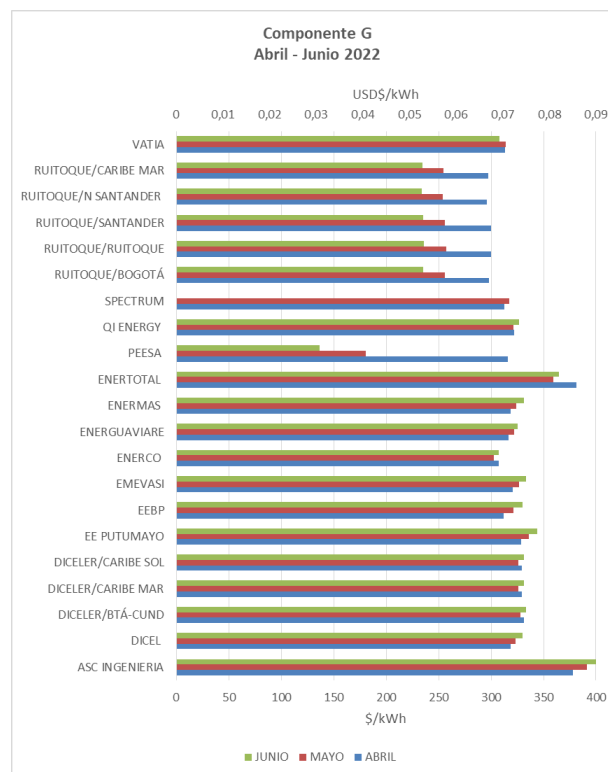


#### Grupo 4

Teniendo en cuenta que 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., Spectrum S.A.S E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enermás S.A. E.S.P., QI Energy S.A.S. E.S.P., y Enerco S.A. E.S.P. 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 271,87 \$/kWh, 4,6% por debajo del promedio del primer trimestre de 2022 y que equivale a 13,04\$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a PEESA, con un valor igual a 120,19 \$/kWh para el mes de junio de 2022, mientras que el valor más alto lo publicó ASC INGENIERIA en el mes de junio con un valor promedio en el componente de 352,33 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
ASC INGENIERIA - TODOS	333,00	344,77	352,33
DICEL - TODOS	280,98	284,88	290,74
DICELER/BTÁ-CUNDINAMARCA	292,01	288,83	293,84
DICELER/CARIBE MAR	289,92	287,01	291,83
DICELER/CARIBE SOL	289,92	287,01	291,83
EE PUTUMAYO	289,82	296,26	303,04
EEBP	274,76	283,02	290,99
EMEVASI	282,55	287,81	293,43
ENERCO - TODOS	270,50	266,88	270,56
ENERGUAVIARE	279,02	283,73	286,71
ENERMAS - TODOS	280,47	285,14	291,96
ENERTOTAL - TODOS	335,67	316,75	321,41
PEESA - TODOS	278,64	158,97	120,19
QI ENERGY - TODOS	283,81	283,21	287,72
SPECTRUM - TODOS	275,60	279,78	
RUITOQUE/BOGOTÁ	262,70	225,28	207,53
RUITOQUE/RUITOQUE	264,04	226,76	208,09
RUITOQUE/SANTANDER	264,04	225,31	207,57
RUITOQUE/NTE DE SANTANDER	261,02	223,73	205,88
RUITOQUE/CARIBE MAR	261,75	224,40	206,60
VATIA	276,30	276,55	271,22



La información que no se muestra en la tabla para la empresa EMEESA, obedece estrictamente al no reporte de la información tarifaria en el capítulo de tarifas del SUI para lo cual la DTGE se encuentra haciendo seguimiento a la empresa.

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

Teniendo en cuenta que alrededor 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 2022, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 82,91%, 1,5% por debajo respecto al primer trimestre de 2022.

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  $\alpha$ , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado (variable  $M_c$ ).

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

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

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:

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

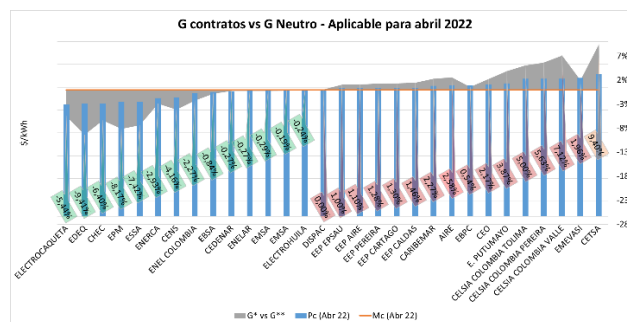
Nótese que este nuevo  $G^*$  se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. El presente análisis propone contrastar un escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización 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:

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

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del segundo trimestre del año 2022, 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.

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.



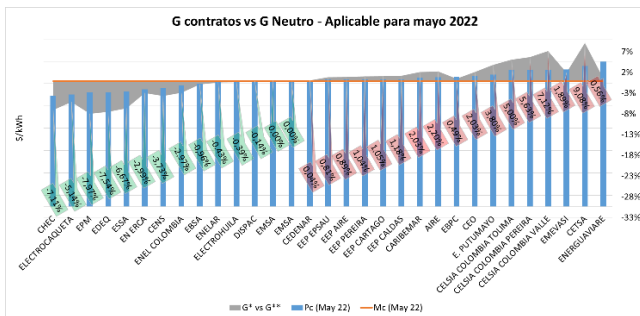
Como se observa, para el mes de abril de 2022 es posible identificar qué EDEQ presenta el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del -9,41% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al bajo  $P_c$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente  $G$  de contratos -9,41% menor al que percibirían en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ . Por otro lado, CETSA, para el mismo mes presentó el mayor valor de la



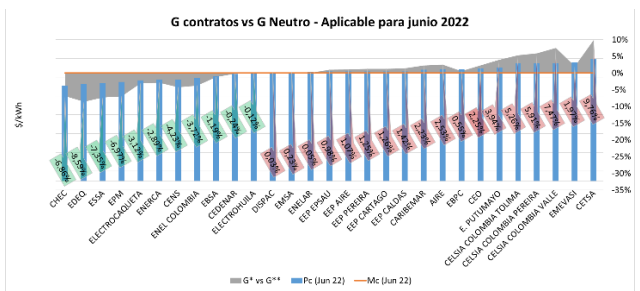


variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 9,40% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable  $P_c$ , un usuario de esta empresa percibe un componente  $G$  de contratos 9,40% mayor al que percibiría en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ .

Para el mes de mayo de 2022, CHEC presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 4,68% 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 0,71% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ ; pero que no corresponde al porcentaje de aumento más alto ya que este puesto le corresponde a CETSA con 11,08%.



Finalmente, para el mes de junio de 2022, CHEC presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del -6,86% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ . Por su parte, CETSA presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que significa un aumento aproximado del 9,76%.



A partir del análisis realizado, cuando el valor de la variable  $P_c$  de un Comercializador Minorista es menor que el valor de la variable  $M_c$  del mes correspondiente, se tendrá que hipotéticamente no solo existe una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ , sino que además, al contrastar este caso con el contrafactual propuesto, el usuario teóricamente estaría

percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conllevaría a una disminución en el valor del CU.

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

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

Finalmente, 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:

	ABRIL	MAYO	JUNIO
$Q_c$ Prom (%)	80,49%	82,55%	85,81%
$P_b$ Prom (\$/kWh)	235,76	152,60	108,91
$P_c$ Prom (\$/kWh)	277,60	283,64	289,09

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 EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P y EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. o la calidad de la información es deficiente, como lo es para EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. Para ambos casos, solo se analizó lo correspondiente a contratos bilaterales al poder tomar la información del Formato T10 reportado por XM S.A. E.S.P.

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



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

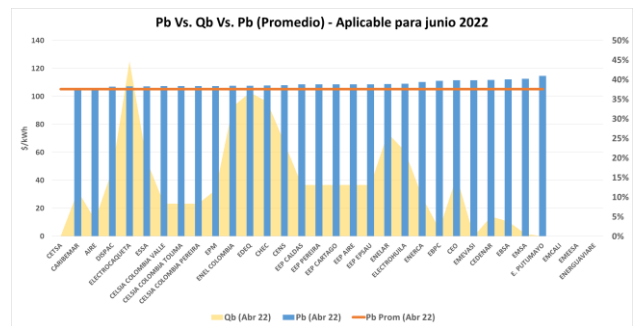
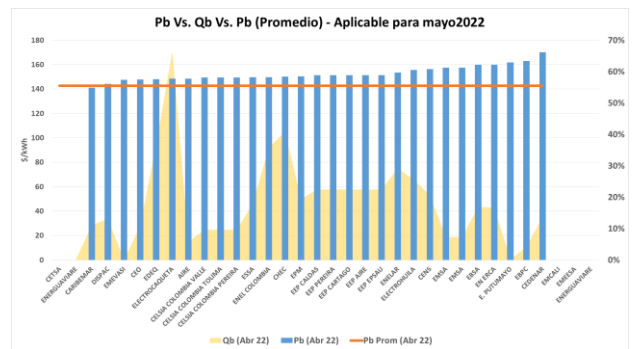
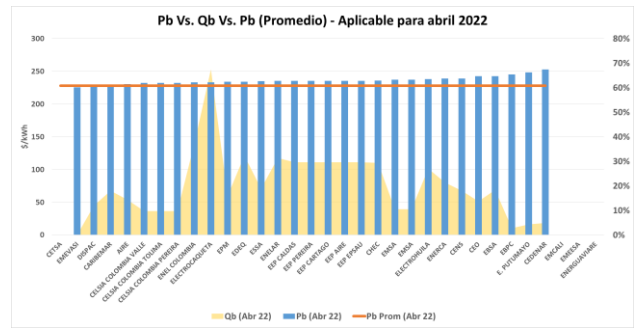
Debe tenerse presente que los precios en el mercado de la bolsa de energía se conforman diariamente hora a hora, de acuerdo con las ofertas realizadas por los agentes generadores el día anterior. Si las compras de energía en contratos permiten a los agentes conocer el precio al cual van a comprar la energía para atender mercado regulado en el mediano y largo plazo, actualizado por un indexador que generalmente es el IPP y que es pactado en las cláusulas de los contratos firmados entre las partes, las compras en bolsa presentan un riesgo y es la volatilidad del precio al estar sujeto al comportamiento y especulación de los agentes que participan en el mercado. Y dado el caso que un comercializador se encuentra 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 Pc, Mc, Alfa y Qc mientras que, para el aporte de las compras en bolsa<sup>1</sup> al componente de Generación es directo y se encuentra en función del precio de bolsa (Pb) y su nivel de exposición (Qb) que se entiende, en términos generales y prácticos como:

$$G_{Bolsa} = (1 - Qc_{m-1,i} - Qagd_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i}$$

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

<sup>1</sup> La variable Qagd corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a



Las empresas ubicadas al final en la gráfica (EMCALI, EMEESA y ENERGUAVIARE), se encuentran en esa posición porque no han certificado la información del Formato T9 del SUI, o la calidad de esta es insuficiente no permitiendo realizar el respectivo análisis. Para el caso de la empresa CETSA, que tiene valores de Pb iguales a cero, pero no se encuentra al final de la gráfica, indica que es una empresa que para ese periodo 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

lo reportado por las empresas al SUI, la variable Qagd alcanza valores muy por debajo del 1%.



presentan en el 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.

COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	abr-22	may-22	jun-22
EBSA	0,221	0,171	0,214
CHEC	0,646	0,621	0,611
EDEQ	0,568	0,559	0,492
ESSA	0,564	0,422	0,459
CELSIA COLOMBIA	0,380	0,425	0,491
EPM	0,299	0,370	0,378
ENEL COLOMBIA	0,073	0,066	1,099
CENS	0,317	0,420	0,417
CETSA	0,106	0,102	0,214
ELECTROHUILA	0,451	0,565	0,582
EEP	1,489	1,396	1,294
EMCALI	0,178	0,197	0,227
ENERCA	0,214	0,204	0,211
CEO	0,044	0,047	0,034
CARIBEMAR	0,050	0,089	0,097
AIR-E	0,088	0,099	0,101

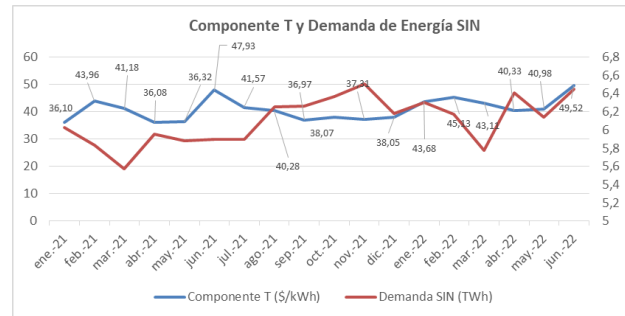
## 4. Componente de Transmisión (T)

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 siguiente gráfica 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.



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 el primer trimestre 2021, el valor del componente T estuvo en un rango entre 43,96 \$/kWh y 36,10 \$/kWh; es decir que el mínimo estuvo 4,76 \$/kWh y su máximo 3,34 \$/kWh por encima en comparación con los datos presentado en el cuarto trimestre de 2020, el mayor valor se presentó en el mes de febrero de 2021, siendo este el muy similar al presentado en el mes de mayo de 2020. Sin embargo, dicho incremento adicional a la disminución en la demanda, se debe a la aplicación de  $\Delta T$  calculados por el LAC.

Los ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 1,99 \$/kWh, con un máximo de 5,07 \$/kWh en febrero y un mínimo de -0,93 \$/kWh en enero; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

Para el segundo trimestre de 2021, se puede evidenciar que el componente presentó una disminución hasta el mes de mayo de 2021 respecto del primer trimestre; sin embargo, para el mes de junio de 2021, aumentó aproximadamente 11 \$/kWh.



Para el tercer trimestre de 2021, se evidencia que el componente fue disminuyendo mes a mes hasta llegar a 36,97 \$/kWh, estando muy por debajo respecto del valor del junio de 2021 que fue de 47,93 \$/kWh.

Para el último trimestre de 2021, se mantuvo el comportamiento que venía desde el tercer trimestre del año culminado en 38,05 \$/kWh. En promedio los ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC estuvieron en 0,26 \$/kWh, donde el mayor valor se presentó en el mes de noviembre de 2021 con 0,66 \$/kWh y el menor en el mes de octubre con un valor de -0,19 \$/kWh.

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.

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 2022 se deben a las siguientes causales.

#### **Abril de 2022**

- Ajuste a la facturación STN de diciembre de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC
- Ajuste a la facturación STN de septiembre de 2021 i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación del PAOMR de DIST. iii) Modificación compensaciones de ITCT.
- Ajuste a la facturación STN de enero de 2022 i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la

participación en el Servicio LAC. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. iii) Modificación compensaciones de ITCT.

#### **Mayo de 2022**

- Ajuste a la facturación STN de octubre de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación del PAOMR de DISTASA.
- Ajuste a la facturación STN de mayo de 2021. i) Modificación del PAOMR de DISTASA.
- Ajuste a la facturación STN de febrero de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la FPO del proyecto expansión STN UPME 04-2014 por Resolución MME 40132 de 2022.

#### **Junio de 2022**

- Ajuste a la facturación STN de marzo de 2022. i) Modificación en la demanda real del STN. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. iii) Modificación de la FPO del proyecto expansión STN UPME 04-2014 por Resolución MME 40132 de 2022.
- Ajuste a la facturación STN de junio de 2021 i) Modificación del PAOMR de DISTASA. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Ajuste a la facturación STN de noviembre de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la FPO del proyecto expansión STN UPME 04-2014 por Resolución MME 40132 de 2022.

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de mayo de 2022 con \$ 271.635 millones y su menor valor se presentó en el mes de abril con un valor de \$ 249.486 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el primer trimestre de 2022 cuyo promedio fue de 256.558 millones de pesos.

Por ejemplo, para el mes de mayo de 2022, 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



\$271.635 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 2022<sup>2</sup>.

#### Abril de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 3.807.273.318
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 04-2014	\$ 16.465.586.468
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 14.313.937.472
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 346.069.689
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 231.307.770

#### Mayo de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 4.047.625.762
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 15.217.573.635
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 367.913.814
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 245.910.193

#### Junio de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2009	\$ 8.011.611.696
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 3.974.053.253
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 14.940.969.246
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 361.226.352
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 241.440.358

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de mayo decreció a 6.142 millones de kWh y para el mes de junio aumentó hasta llegar a 6.443 millones de kWh. La disminución en mayo fue de 263 millones de kWh respecto a abril, equivalente a un 4,11% y el aumento en junio respecto de mayo fue de 300 millones de kWh, equivalente a un 4,89%.

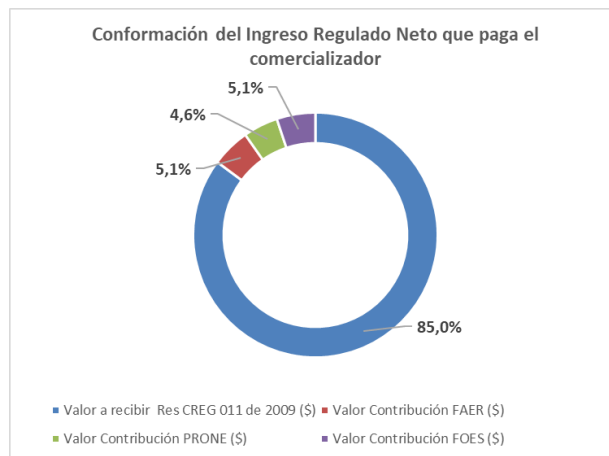
A continuación, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para este trimestre:

		abr-22	may-22	jun-22
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	285.008.146.105	291.785.149.344	296.604.201.687
	B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	203.084.863	204.270.483
C	Otros Conceptos (\$)	35.164.170.726	19.879.023.406	27.529.299.814
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	249.640.890.516	271.701.855.455	268.864.147.546
E	Ingreso a Compensar (\$)	154.040.588	66.384.618	92.068.652
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	249.486.849.928	271.635.470.837	268.772.078.894
G	Energía del SIN (kWh)	6.406.091.081	6.142.778.803	6.443.179.094
H	ΔT (\$/kWh)	1,38	-3,241419	7,807595
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	40,33	40,98	49,52

<sup>2</sup> Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de abril, mayo y junio de 2022.

<sup>3</sup> ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.

En promedio para el segundo trimestre de 2022, 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 de la siguiente manera:



## 5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD)<sup>3</sup> las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

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

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.



'sin ADD', el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución<sup>4</sup>.

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 información reportada por cada una de las empresas para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es calculado por el LAC. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología CREG 097 de 2008 o el cargo por uso publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 25 empresas que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: EPM, CHEC, EDEQ, ESSA, CENS, CEO, CEDENAR, CELSIA COLOMBIA OR Celsia Valle del Cauca, CELSIA COLOMBIA OR Tolima, CETSA, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR, RUITOQUE, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, AIRE, CARIBEMAR DE LA COSTA, EE PUTUMAYO, ELECTROHUILA, EMSA y ENERGUAVIARE.

Se espera que, para el otro trimestre, el LAC ya esté calculando los cargos de todos los OR conforme a lo indicado al inicio del documento.

#### Componente de Distribución (DtUN) (\$/kWh)

	ADD	ABRIL	MAYO	JUNIO
	CENTRO	267,27	301,04	320,41
	OCCIDENTE	258,50	262,27	276,02
	ORIENTE	227,84	228,16	234,33
	SUR	200,06	245,35	242,18
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	175,74	180,63	184,02
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	156,73	162,65	162,72
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	187,09	208,05	210,10
	ENERGUAVIARE ESP	210,04	214,70	210,60
	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.- TOLIMA	430,89	439,65	446,07

Para el segundo trimestre de 2022, el valor más alto se presentó en junio de 2022 para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 446,07 \$/kWh. Este OR no pertenece a ninguna área de distribución por lo que el cargo por uso publicado por el LAC se traslada directamente al

usuario. El incremento se debe al ingreso a la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado donde se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas, nuevas inversiones y la variable CPROG.

Con la venta de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y la separación de su mercado COSTA CARIBE en CARIBE SOL y CARIBE MAR, se crearon las empresas AIR-E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. respectivamente para atender la demanda. Estas empresas obtuvieron su aprobación de ingresos a finales del mes de junio de 2021 y el impacto de la nueva metodología se evidenció a partir del mes de julio de 2021.

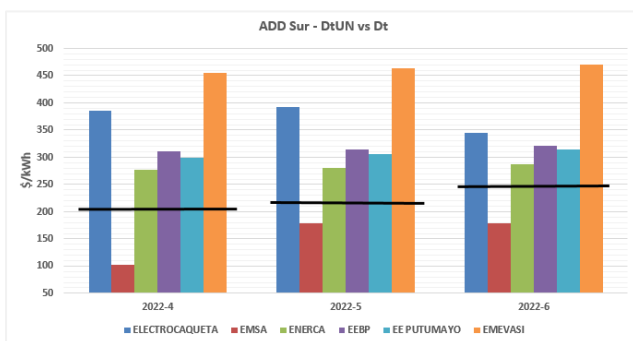
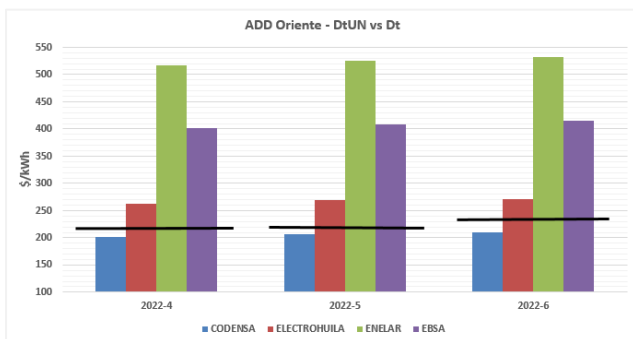
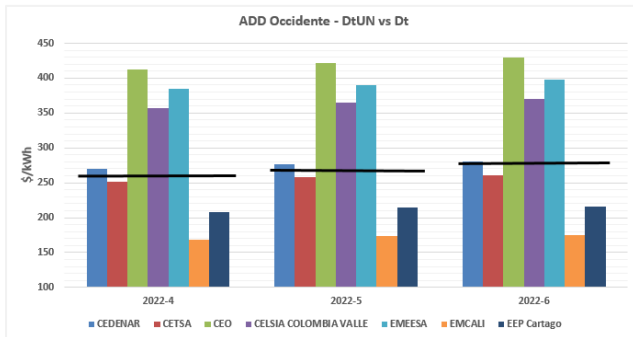
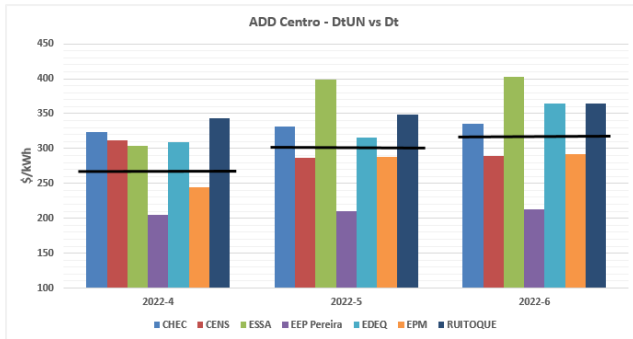
A partir de este momento, sus cargos por uso de distribución que venían siendo idénticos para ambas empresas al calcularse bajo la Resolución CREG 097 de 2008, ahora son diferentes puesto que ya sus sistemas de distribución son independientes con características diferentes.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a AIRE S.A.S. E.S.P. igual a 156,73 \$/kWh en el mes de abril de 2022.

Debe tenerse presente que con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, a partir de mayo de 2019 no se estaban aplicando los incentivos por calidad a los cargos por uso, ya que, desde el primero de enero de 2019, todas las compensaciones por calidad media e individual se encuentran suspendidas y serán tenidas en cuenta una vez se apruebe la resolución particular de aprobación de ingresos de cada OR. (Artículo 36 Resolución CREG 036 de 2019 que modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG 015 de 2018). En la actualidad, para las empresas que ya se encuentran en el nuevo esquema, el LAC inició con el cálculo de estas compensaciones.

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).

<sup>4</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.: Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre; ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.



De las gráficas mostradas, valdría la pena hacer mención del comportamiento del cargo de EMSA que continúa aumentando en este segundo trimestre y que corresponde a ajustes que se vienen aplicando a través de la variable AIM, definido como el ajuste al ingreso mensual del OR en los primeros 12 meses contados a partir de la entrada a la

metodología definida por la Resolución CREG 015 de 2018. A medida que transcurre la aplicación de este ajuste, el cargo irá subiendo hasta su normalización.

A continuación, 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:

### Incentivos de calidad media (\$/kWh)

Operador de Red	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
EMSA	META	4,43	8,93	9,15
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-2,64	-2,68	-4,44
EBSA	BOYACA	13,80	13,96	14,29
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	18,20	18,46	18,91
EDEQ	QUINDIO	-0,10	-0,10	7,24
DISPAC	CHOCO	-0,19	-0,20	0,98
CODENSA	BOGOTA	0,22	0,22	0,23
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	11,54	11,70	11,98
ESSA	SANTANDER	5,89	5,97	6,11
CENS	NORTE DE SANTANDER	8,01	8,11	8,31
EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	0,71	0,72	0,74
EMCALI	CALI	2,11	2,14	2,20
CHEC	CALDAS	3,11	3,12	3,19
CETSA	TULUA	12,22	12,39	12,69
AIRE	CARIBE SOL	7,88	7,99	8,19
CARIBEMAR DE LA COSTA	CARIBE MAR	0,00	10,08	10,21
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	-17,99	-18,25	-9,40
ELECTROHUILA	HUILA	-18,79	-19,06	-19,52
EEPUTUMAYO	PUTUMAYO	-8,54	-8,66	-5,20
CEDENAR	NARIÑO	2,71	2,75	2,81
CEO	CAUCA	1,68	1,71	1,75
EEP	PEREIRA	5,68	5,73	5,78
EEP	CARTAGO	7,24	7,44	7,60
ENELAR	ARAUCA	-6,35	-6,44	-6,59
RUITOQUE	RUITOQUE	-65,34	-66,26	-67,86

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 y/o del aplicativo INDICA de XM; y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD 8055 de 2010. 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 2022 (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 2022, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de febrero de 2021.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2022 de la siguiente manera:

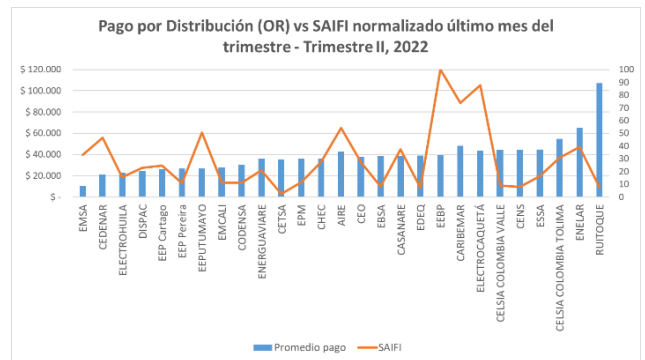
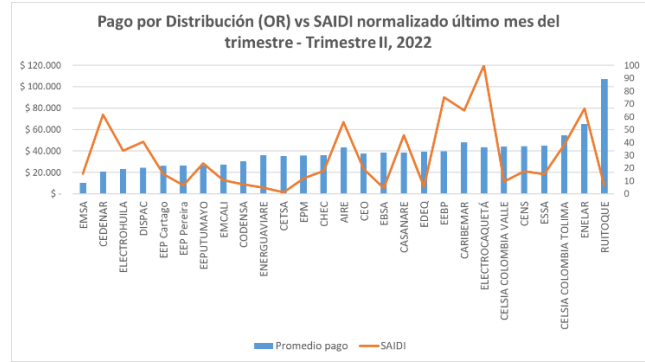
$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_{j\_TII}(NT_1)}{No.\_de\_usuariosOR_{j\_TII}(NT_1)}$$

Donde:

- $IngOR_{j\_TII}(NT_1)$  : Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2022 en nivel de tensión 1.
- $No.\_de\_usuariosOR_{j\_TII}(NT_1)$ : Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del segundo trimestre del año 2022.

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 lo siguiente:



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 RUOTIQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 107.189) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 6,67 y 7,72 y que equivalen a 3,36 horas y 3 veces respectivamente, y a la empresa EMSA con el ingreso por usuario más bajo (\$ 10.553) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 15,76 y 33,00 y que equivalen a 7,93 horas y 11 veces respectivamente. Lo anterior, permite concluir que, en ocasiones, el nivel de ingresos del OR no siempre está relacionado con la calidad del servicio, ya que, en el caso del mayor y mínimo ingreso, la calidad puede considerarse buena.

El SAIDI y SAIFI más alto del trimestre lo presentó ELECTROCAQUETÁ con un valor de 50,30 horas y 28,99 veces con un ingreso por usuario de \$ 43.815.

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





EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
ELECTROCAQUETÁ	50,3	28,99	43.815
EEBP	37,72	33,12	39.568
ENELAR	33,47	13,02	65.116
CARIBEMAR	32,62	24,49	48.205
CEDENAR	31,03	15,39	20.918
AIRE	28,05	17,92	43.083

Finalmente, se indica que el promedio simple del ingreso promedio del trimestre de todos los OR pagado por cada usuario es igual a \$38.855.

### 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 encuentre vigente la conformación de los STR definida en el capítulo 8 de la Resolución CREG 015 de 2018.

A continuación, 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:

		abr-22	may-22	jun-22	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	60.884.482.352	62.227.133.624	63.652.905.335
	B	Compensación total - CAL (COP)			
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	60.014.820	32.272.360	128.704.731
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	60.824.467.532	62.194.861.264	63.524.200.604
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.619.752.484	1.556.979.653	1.652.442.252
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,000092	0	0,257246
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	37,5518	39,9458	38,6999	

Para el segundo trimestre de 2022, en el STR Norte se evidencia un incremento en el cargo CD4 para los meses de mayo y junio igual a 2,39 \$/kWh y 1,24 \$/kWh respectivamente respecto del mes inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones negativas presentadas en el mes de mayo y un aumento para el mes de junio en las demandas del STR Norte, sin embargo, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los TR presentaron durante el trimestre un aumento que se representan en valores de 1.370 millones de pesos para mayo y 1.329 millones de pesos para junio.

La compensación total por indisponibilidad de activos en este STR, corresponde principalmente a los OR CARIBEMAR, y ENEL COLOMBIA.

		abr-22	may-22	jun-22	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	142.011.622.116	147.000.605.034	149.386.893.680
	B	Compensación total - CAL (COP)	67.034.834	106.921.753	138.977.334
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	419.195.678	425.040.672	176.036.301
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	141.525.391.604	146.468.642.609	149.071.880.045
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.383.699.534	4.190.017.573	4.384.020.664
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,07236	0,029713498	-0,709645
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	32,3568	34,9863	33,2938	

En línea con el STR NORTE, el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR se incrementó un 2,62 \$/kWh para el mes de mayo y disminuyó 1,69 \$/kWh para el mes de junio. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en mayo de 2022 respecto a abril de 2022, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR ENEL COLOMBIA mercado Cundinamarca y ESSA mercado Santander, calculadas para mayo. Por ejemplo, ENEL COLOMBIA pasó de compensar en abril \$12 millones a compensar \$65 millones en mayo; y ESSA no había compensado en abril, para mayo presenta compensación de \$10 millones.

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 a continuación:

#### Abril 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Altamira - La Plata 115 Kv	249.690.573,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Suria 115kV	169.505.105,00

#### Mayo 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Altamira - La Plata 115 Kv	253.172.097,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Suria 115kV	171.868.575,00

#### Marzo 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Suria 115kV	176.036.301,00

Fuente: xm.com.co

## 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 \$ 3915,43 \$/USD\$.

### Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 13,3% respecto al primer trimestre de 2022 pasando de 79,60\$/kWh a 90,22\$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 57,89 \$/kWh, en el mes de mayo. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIR-E mercado Caribe Sol, con 137,27 \$/kWh, en el mes de abril.

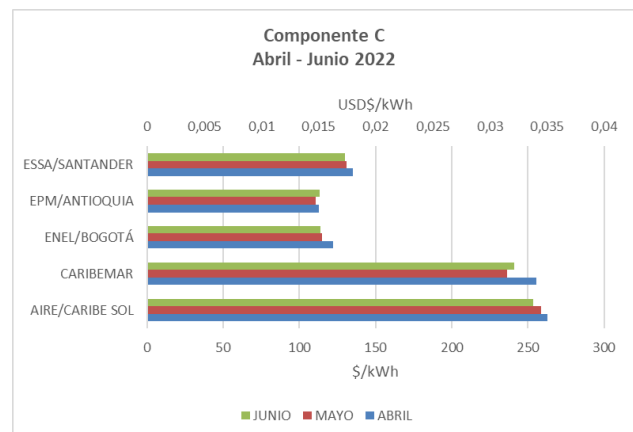
El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales y costo base de comercialización y, como se mencionó en boletines anteriores, para los mercados de comercialización Caribe Mar y Caribe Sol fueron modificados por medio de la Resolución CREG 188 de 2020 junto con el Riesgo de Cartera.

Adicionalmente, estas dos empresas presentan el porcentaje de prima de riesgo de cartera a reconocer por atención a usuarios en áreas especiales (RCAE) más alto

del grupo, diferencia de hasta 16 puntos porcentuales por encima del aprobado a Empresas Públicas de Medellín E.S.P., que también atiende usuarios en áreas especiales.

Aunado a lo anterior, debe tenerse presente que la metodología del cálculo del componente de Comercialización tiene en cuenta el valor del CU parcial del mes anterior, que se vio fuertemente afectado por el incremento del componente de pérdidas a raíz de la aplicación del  $\Delta$ GT retrospectivo contemplado en la Resolución CREG 010 de 2020. De acuerdo con lo informado por las empresas, para el NT1 con propiedad de activos de OR los  $\Delta$ GT retrospectivos que serán aplicados por 12 meses a partir del julio de 2021 ascienden a 58,53 \$/kWh para CARIBEMAR DE LA COSTA y 99,06 \$/kWh para AIRE. La aplicación de los  $\Delta$ GT retrospectivos finalizó en este trimestre, específicamente en el mes de junio de 2022 que es donde se cumplen doce meses de su aplicación.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	137,27	135,05	132,30
CARIBEMAR	133,43	123,35	125,76
ENEL COLOMBIA	63,79	59,93	59,54
EPM	58,79	57,89	59,29
ESSA	70,61	68,45	67,89



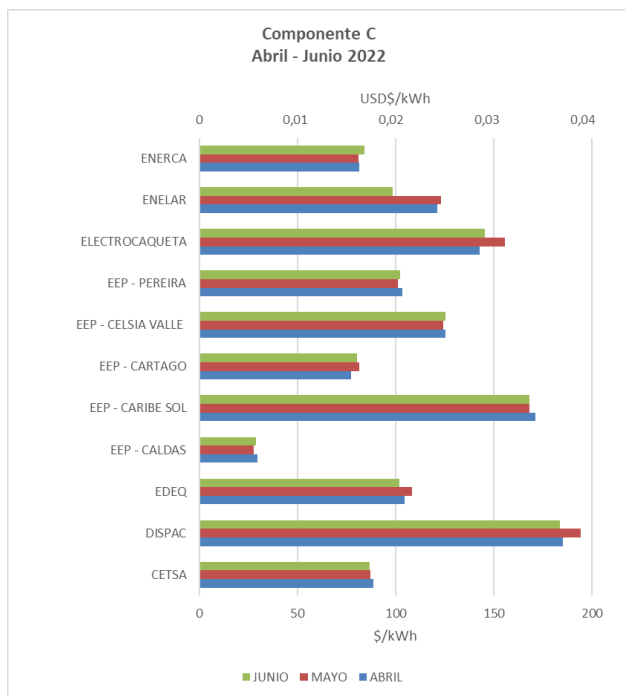
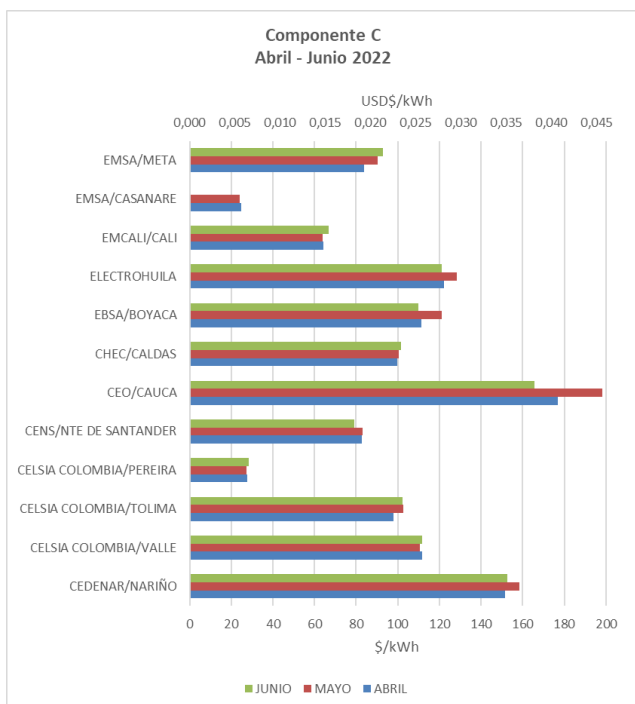
### Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 89,94 \$/kWh para el segundo trimestre de 2022, estando por encima del promedio del primer trimestre de 2022 en 9,4%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por Electrificadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de mayo con un valor igual a 21,75 \$/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 mayo, con un valor de 178,55 \$/kWh.



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	136,37	142,53	137,53
CELSIA COLOMBIA - V. DEL CAUCA	100,65	99,56	100,51
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	88,28	92,56	92,02
CELSIA COLOMBIA - PEREIRA	24,82	24,69	25,73
CENS	74,57	74,70	71,33
CEO	159,19	178,55	149,09
CHEC	89,91	90,44	91,59
EBSA	100,15	108,97	99,12
ELECTROHUILA	110,07	115,57	108,95
EMCALI	57,85	57,57	60,30
EMSA - CASANARE	22,38	21,75	
EMSA - META	75,42	81,45	83,58

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	71,28	69,78	69,73
DISPAC	148,68	155,82	147,37
EDEQ	83,88	86,92	81,69
EEP - CALDAS	23,63	22,39	23,08
EEP - CARIBE SOL	137,27	135,05	135,05
EEP - CARTAGO	61,94	65,48	64,50
EEP - CELSIA VALLE DEL CAUCA	100,65	99,56	100,51
EEP - PEREIRA	82,96	81,11	81,95
ELECTROCAQUETA	114,51	124,91	116,81
ENELAR	97,16	98,89	78,96
ENERCA	65,42	65,16	67,64



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 2022 de 89,69 \$/kWh, 5,9% más que el anterior trimestre. Para el mes de mayo de 2022 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 22,39 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de mayo de 2022 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. (DISPAC), con un valor de 155,82 \$/kWh.

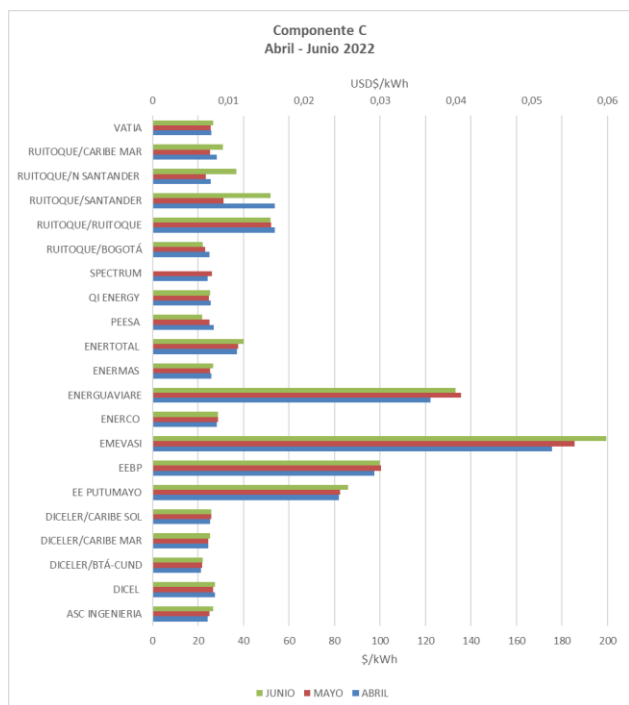
### Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia, Enertotal, Dicel, Spectrum, PEESA, Enerco, Enermas y QI Energy fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
ASC INGENIERIA - TODOS	24,25	25,12	26,60
DICEL - TODOS	27,43	26,75	27,45
DICELER/BTÁ-CUNDINAMARCA	21,35	21,83	21,98
DICELER/CARIBE MAR	24,54	24,57	25,31
DICELER/CARIBE SOL	25,32	25,85	25,97
EE PUTUMAYO	81,87	82,37	86,03
EEBP	97,48	100,46	99,92
EMEVASI	175,67	185,59	199,48
ENERCO - TODOS	28,31	28,86	28,71
ENERGUAVIARE	122,13	135,64	133,21
ENERMAS - TODOS	25,89	25,43	26,72
ENERTOTAL - TODOS	37,09	37,78	39,95
PEESA - TODOS	26,90	25,04	21,78
QI ENERGY - TODOS	25,59	24,70	25,45
SPECTRUM - TODOS	24,37	26,11	
RUITOQUE/BOGOTÁ	25,12	23,27	22,07
RUITOQUE/RUITOQUE	53,88	52,28	51,87
RUITOQUE/SANTANDER	53,87	31,20	51,87
RUITOQUE/NTE DE SANTANDER	25,49	23,33	36,74
RUITOQUE/CARIBE MAR	28,24	25,39	31,01
VATIA	25,75	25,51	26,61

EMEESA no se incluye en la tabla anterior como consecuencia de la falta de reporte de la información tarifaria en el capítulo de tarifas del SUI. Por lo anterior, la DTGE se encuentra haciendo seguimiento a la empresa.



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 47,84 \$/kWh para el segundo trimestre de 2022. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa DICELER S.A. E.S.P. en el mercado Bogotá - Cundinamarca, con un valor igual a 21,35 \$/kWh en el mes de abril; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de junio en la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 199,48 \$/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, 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”.



## Componente de Pérdidas (PR) \$/kWh

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	CARIBE SOL	278,17	280,40	287,18
ASC INGENIERIA	NARIÑO	54,56	56,37	58,72
CARIBEMAR	CARIBE MAR	218,65	222,34	205,13
CEDENAR	NARIÑO	50,14	49,61	52,33
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	52,43	52,40	53,79
CELSIA COLOMBIA	PEREIRA	81,10	81,63	84,09
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	53,55	54,04	55,54
CENS	NORTE DE SANTANDER	64,95	63,33	61,97
CEO	CAUCA	54,77	53,33	54,37
CETSA	TULUA	52,70	54,33	56,33
CHEC	CALDAS	49,27	44,92	45,10
DICEL	TODOS	79,20	80,99	82,85
DICELER	TODOS	191,54	191,24	191,64
DISPAC	CHOCO	51,66	51,75	51,73
EBSA	BOYACA	57,74	56,69	61,48
EDEQ	QUINDIO	48,12	45,14	43,58
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	59,42	62,61	63,72
EEBP	BAJO PUTUMAYO	51,53	53,80	55,96
EEP	CALDAS	50,93	50,49	52,76
EEP	CARIBE SOL	49,12	48,69	50,80
EEP	CARTAGO	47,43	67,21	66,14
EEP	CELSIA VALLE DEL CAUCA	252,86	247,20	254,24
EEP	PEREIRA	51,06	50,33	52,83
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	46,14	37,77	41,05
ELECTROHUILA	HUILA	72,30	70,89	72,51
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	56,75	57,94	59,09
EMEVASI	SIBUNDOY	52,73	54,47	56,26
EMSA	META	55,81	57,24	65,47
ENEL	CUNDINAMARCA CREG 199/16	50,07	46,46	46,20
ENELAR	ARAUCA	40,88	38,54	38,86
ENERCA	CASANARE	49,66	49,14	51,30
ENERCO	TODOS	95,03	95,07	96,25
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	56,78	58,60	59,80
ENERMAS	TODOS	91,88	87,84	95,05
ENERTOTAL	TODOS	96,01	93,10	94,60
EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	52,84	51,70	54,17
ESSA	SANTANDER	56,03	55,10	54,90
PEESA	TODOS	78,55	55,52	48,72
QI ENERGY	TODOS	75,91	76,78	78,42
RUITOQUE	TODOS	83,20	78,52	73,87
SPECTRUM	TODOS	83,35	85,18	
VATIA	TODOS	58,68	59,63	59,63

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó ELECTROCAQUETA mercado Caquetá en el mes de mayo de 2022 con 37,77 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de junio de 2022 para la empresa AIR-E con 287,18 \$/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 y las ventas de energía asociadas al mercado de comercialización servido por cada uno de los OR, dando como resultado un valor \$/kWh. Se aclara que el CPROG reconoce únicamente inversión a los OR que cuentan con plan de inversiones activo.

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

Ahora bien, aclarado lo anterior, se muestra una tabla resumen con 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.

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	A
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473		\$ 6.763.754.473	A
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869		\$ 6.589.880.869	A
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543	A
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455		\$ 1.350.754.455	A
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443		\$ 5.240.552.443	A
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	A
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	EEPUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651		\$ 63.093.651	N/A
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795		\$ 31.852.970.795	N/A
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0		\$ 0	N/A
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000		\$ 3.028.500.000	N/A

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

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

La empresa CARIBEMAR para este trimestre se le suspendió el plan de mantenimiento y reducción de pérdidas, puesto que solo puede reconocerse el valor del mantenimiento y debe ajustarse el CAPj a reconocer, y es



la razón por la cual su CPROG pasó de 21,68 \$/kWh en mayo a 11,51 \$/kWh en junio.

Finalmente, nos permitimos mostrar 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 2022:

Operador de Red	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIR-E	26,86	24,64	24,76
CARIBEMAR	21,31	21,68	11,51
CEDENAR	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA (EPSAU)	4,39	4,49	4,54
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	7,12	7,29	7,38
CENS	5,54	5,63	5,69
CEO	6,94	7,11	7,22
CETSA	2,96	3,03	3,06
CHEC	6,30	6,46	6,53
DISPAC	9,98	10,19	10,33
EBSA	1,38	1,42	1,43
EDEQ	4,97	5,07	5,13
EEP (CARTAGO)	3,43	3,50	3,54
EEP. (PEREIRA)	7,04	7,17	7,24
ELECTROCAQUETA	3,72	3,80	3,85
ELECTROHUILA	22,07	22,59	22,86
EMCALI	4,29	4,29	4,34
EMSA	16,59	16,90	17,04
ENEL COLOMBIA	3,93	3,99	4,03
ENELAR	0,18	0,17	0,17
ENERGUAVIARE	20,46	20,96	21,32
EPM	4,98	5,08	5,14
ESSA	3,55	3,63	3,68
PUTUMAYO	3,49	3,53	3,51
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

Fuente: Formatos SUI

Así mismo, de conformidad con la aplicación de la Resolución CREG 010 de 2020 para los comercializadores que presten el servicio de comercialización en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar, se debe aplicar al componente de Pérdidas un valor de  $\Delta$ GT retrospectivo que será aplicado por los próximos 12 meses a partir del julio de 2021, mes de inicio de la aplicación de los nuevos ingresos de distribución a los dos operadores de red de estos mercados.

Como se mencionó en el análisis del componente de Comercialización, los  $\Delta$ GT retrospectivos ascienden a 58,53 \$/kWh para CARIBEMAR DE LA COSTA y 99,06 \$/kWh para AIR-E.

<sup>5</sup> En la actualidad los saldos de este rubro son iguales a cero, sin embargo, se mantienen dado que son incluidos por el ASIC en los archivos de liquidación.

## 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<sup>5</sup>, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

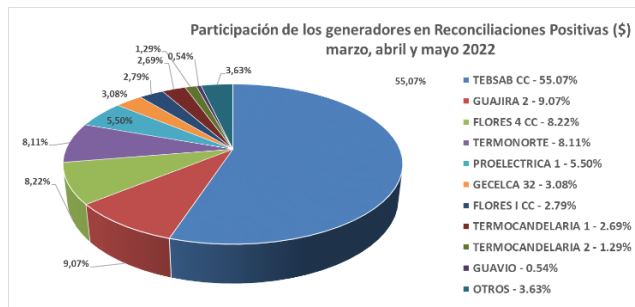
Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 y 063 de 2020, y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este segundo trimestre de 2022, corresponden al 100,25% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 0,25%.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:



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

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de marzo, abril y mayo de 2022:

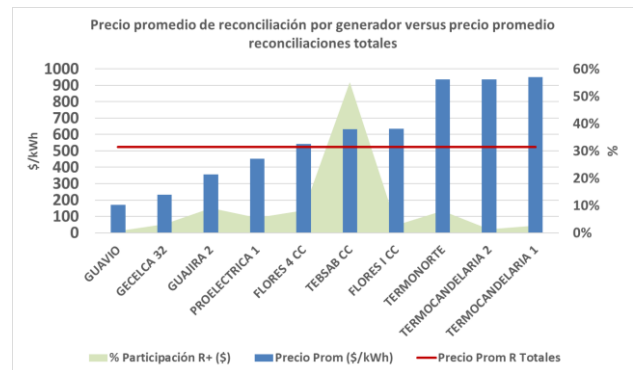


\*CC: Ciclo combinado

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del primer trimestre de 2022, se mantuvo una participación de los agentes similar en las reconciliaciones positivas; a manera de ejemplo salió SAN CARLOS, pero entró GECELCA 32 para este segundo trimestre de 2022. TEBSA continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 55,07% de las mismas, valor inferior a la participación del trimestre anterior disminuyendo en 0,37% 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 2022. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la siguiente gráfica 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 86% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.



\*CC: Ciclo combinado

Para el segundo trimestre de 2022, el recurso con mayor participación corresponde a Tebsa con 55,07% con un precio promedio de 107,97 \$/kWh por encima al precio promedio de 523,27 \$/kW; mientras que, Guavio es el generador con participación más baja (0,54%) y con el precio promedio igual a 170,42 \$/kWh.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 523,27 \$/kWh, presentando una disminución de 1,6% correspondiente a 8,38 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 531,66 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de julio de 2021 a junio de 2022, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta incrementos significativos.

En el tercer trimestre de 2021, el componente de restricciones presentó un incremento importante respecto al promedio del mes de junio de 2021 ya que para septiembre era igual a 35,46 \$/kWh. Lo anterior, podría deberse, entre otras causas, a la disminución del precio de bolsa, ocasionado como ya se ha indicado que las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por



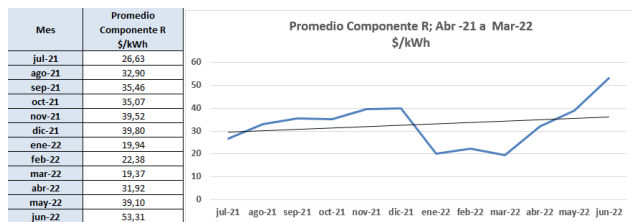
seguridad, lo que implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía componente de Restricciones.

Para el cuarto trimestre de 2021, se evidenció un incremento en el valor de las restricciones totales asignadas a los comerciales para noviembre y diciembre, ya que para octubre fueron de \$177.526 millones y para estos dos meses respectivamente, fueron de \$212.884 millones y \$205.296 millones respectivamente.

En lo referente al primer trimestre de 2022, se evidencia que el valor promedio más alto del componente de restricciones se presentó en febrero con 22,38 \$/kWh y el más bajo en marzo con 19,37 \$/kWh; para esta disminución del componente para marzo, se evidencia un aumento en los alivios a las restricciones iguales a 10.986 millones para marzo en comparación con las de febrero que fueron de 1.247 millones de pesos.

Para el análisis del segundo trimestre de 2022, se identifican incrementos significativos iniciando en el mes de marzo con un valor de 19,37 \$/kWh y llegando para el mes de junio a un valor de 53,31 \$/kWh lo que corresponde a una diferencia de 33,95 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de marzo, abril y mayo de 2022 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para abril, mayo y junio de 2022.



De igual forma, dentro del componente de Restricciones, aparte 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. Para el segundo trimestre de 2022 este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas y quizás, ya se haya 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 6,63% del total de las restricciones asignadas. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” que alcanzó un valor de 740 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 con un valor de 129 millones de pesos aproximadamente, para el tercer trimestre no había estado presente, pero para el cuarto trimestre presentó un valor de 116 millones equivalente al 0,02% de las restricciones asignadas al comercializador. Nuevamente, para este primer trimestre de 2022, el valor por este concepto fue igual a cero. Para el segundo semestre de 2022 se registra para este concepto un valor de 126 millones de pesos aproximadamente, lo que se representa en 0,02% de las restricciones asignadas al comercializador.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 92,67% 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 128 millones de pesos, lo que representa una participación de 7,33% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el segundo trimestre de 2022 y corresponde a los meses marzo, abril y mayo de 2022.



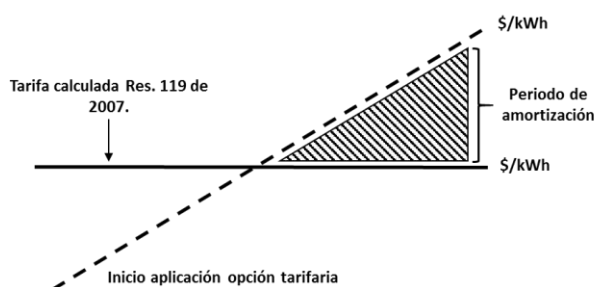


Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	663.447.545.756
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	740.782.172
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas termicas precios gas (\$)	126.080.501
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	47.177.421.129
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>711.491.829.558</b>
Rentas de congestión (\$)	1.624.507.965
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 (\$)	128.482.520
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>1.752.990.485</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>709.738.839.073</b>

## 9. Opción Tarifaria

La metodología de Opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, 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.

De forma general, la metodología de la opción tarifaria permite calcular un menor valor del CU obtenido de la aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007; no obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU obtenido de la Resolución CREG 012 de 2020, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario, como se evidencia en la siguiente gráfica:



Ahora bien, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las medidas de aislamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Resolución CREG 058 de

2020, en la cual obliga a los comercializadores del servicio de energía eléctrica a aplicar la metodología de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, cuando se presente un incremento superior al 3% en el CU o en cualquiera de sus componentes.

La Resolución CREG 058 de 2020, en materia de la metodología de opción tarifaria ha sido modificada por la Resoluciones CREG 108 y CREG 152 de 2020. En esta última, se establecen las condiciones de aplicación de la variable PV, la cual influye directamente en la recuperación de los saldos 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 primer trimestre de 2022, 25 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.

A continuación, 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 2022 comparado con el último mes trimestre inmediatamente anterior:



COMERCIALIZADOR	SA (\$) MARZO 2022	SA (\$) JUNIO 2022	% VARIACIÓN
SPECTRUM	273.612.679	0	-100,00%
DICELER	543.426.645	62.426.881	-88,51%
EMCALI	22.043.182.129	3.414.041.319	-84,51%
CODENSA	763.342.506.328	407.674.134.574	-46,59%
ELECTROHUILA	78.421.577.557	44.487.822.402	-43,27%
ELECTROCAQUETA	12.247.242.448	11.952.319.281	-2,41%
EBSA	33.189.102.738	36.356.697.440	9,54%
ESSA	87.644.868.315	100.396.142.204	14,55%
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	252.726.242.470	290.843.064.161	15,08%
CELSIA COLOMBIA(VALLE DEL CAUCA)	92.011.200.470	106.231.127.695	15,45%
EMEVASI	730.890.153	857.874.342	17,37%
CETSA	14.195.190.067	17.001.498.893	19,77%
EDEQ	31.296.723.804	37.548.782.046	19,98%
DISPAC	7.632.557.383	9.344.249.590	22,43%
CEDENAR	51.309.500.744	62.945.154.206	22,68%
ENERGUAVIARE	5.690.306.700	7.016.523.149	23,31%
EPM	324.646.672.626	413.437.077.733	27,35%
ENELAR	5.431.330.383	6.928.763.590	27,57%
AIR-E	657.977.500.748	846.454.764.382	28,64%
CARIBEMAR DE LA COSTA	753.588.850.672	977.391.025.242	29,70%
VATIA	28.151.320.899	36.633.494.367	30,13%
QI ENERGY	2.588.763.881	3.438.670.575	32,83%
CENS	77.490.672.490	103.892.851.109	34,07%
CHEC	33.758.700.264	47.735.570.258	41,40%
EEP (CALDAS)	3.223.657	6.392.783	98,31%
ENEL COLOMBIA	0	902.490.363.814	100,00%
RUITOQUE	0	748.502.741	100,00%
EEP (CARTAGO)	1.245.958.804	2.537.344.435	103,65%
EEP (PEREIRA)	1.181.513.041	3.048.350.941	158,00%
EMSA	5.998.286.915	20.789.739.884	246,59%
ENERCA	386.186.265	2.579.919.089	568,05%

**Nota:** Saldos Acumulados a junio 2022. Todos los niveles de tensión

\*Los Saldos Acumulados hasta marzo de 2022 se encontraban reportados como CODENSA y a partir de abril, la empresa reporta la información como ENEL COLOMBIA.

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 con una bandera amarilla cuando estos aumentan y con una bandera 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.), a continuación se presenta el promedio simple (para el segundo trimestre de 2022) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular<sup>6</sup>.

### Promedio tarifa aplicada (estrato 4) por mercado (\$/kWh)

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	SPECTRUM	CENTRO	479,09
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	630,16
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	682,64
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	730,79
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	738,06
ANTIOQUIA CREG 078/06	QI ENERGY	CENTRO	747,43
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	750,51
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	800,98
CALDAS	SPECTRUM	CENTRO	477,65
CALDAS	PEESA	CENTRO	630,87
CALDAS	CHEC	CENTRO	681,29
CALDAS	EEP	CENTRO	716,90
CALDAS	VATIA	CENTRO	730,27
CALDAS	DICEL	CENTRO	742,41
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	744,44
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	787,18
NORTE DE SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	489,72
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	639,90
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	687,87
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	696,92
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	746,29
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	758,41
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	760,24
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	760,32
PEREIRA	SPECTRUM	CENTRO	477,06
PEREIRA	PEESA	CENTRO	626,01
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	725,46
PEREIRA	VATIA	CENTRO	730,49
PEREIRA	DICEL	CENTRO	743,24
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	743,29
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	746,11
PEREIRA	EEP	CENTRO	755,05
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	809,40
QUINDIO	PEESA	CENTRO	629,49
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	679,66
QUINDIO	DICEL	CENTRO	744,17
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	744,37
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	745,86
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	802,31
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	672,91
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	737,93
SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	484,15
SANTANDER	PEESA	CENTRO	633,71
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	672,32
SANTANDER	ESSA	CENTRO	717,10
SANTANDER	VATIA	CENTRO	746,77
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	754,28
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	754,86
SANTANDER	DICEL	CENTRO	756,32
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	784,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	SPECTRUM	OCCIDENTE	462,85
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	597,26
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	698,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	702,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	717,07
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	724,03
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	802,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	811,21

<sup>6</sup> Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	700,50
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	734,72
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	732,95
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	809,65
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	603,11
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	708,27
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	719,88
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	737,89
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	792,29
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	837,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	SPECTRUM	OCCIDENTE	463,19
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	598,07
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	700,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	701,15
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	714,69
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	719,58
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	742,07
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	762,30
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	796,98
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	605,22
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	719,76
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	725,25
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	725,77
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	744,42
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	824,52
TULLUA	SPECTRUM	OCCIDENTE	459,05
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	593,27
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	695,11
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	710,28
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	712,45
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	722,15
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	741,31
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	664,56
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	686,97
BOGOTA - CUNDINAMARCA	SPECTRUM	ORIENTE	439,74
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	561,04
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	619,29
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	662,35
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	665,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL	ORIENTE	677,84
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	678,94
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	679,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	681,70
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	688,22
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	711,71
BOYACA	SPECTRUM	ORIENTE	446,76
BOYACA	PEESA	ORIENTE	569,01
BOYACA	VATIA	ORIENTE	671,85
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	677,64
BOYACA	DICEL	ORIENTE	687,57
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	707,42
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	723,61
BOYACA	EBSA	ORIENTE	730,37
HUILA	SPECTRUM	ORIENTE	458,19
HUILA	PEESA	ORIENTE	566,13
HUILA	VATIA	ORIENTE	686,46
HUILA	DICEL	ORIENTE	704,81
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	705,49
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	727,67
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	741,45

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	SPECTRUM	SIN ADD	533,23
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	613,85
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	674,90
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	727,53
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	740,27
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	799,83
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	821,90
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	823,31
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	824,00
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	829,37
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	893,92
CARIBE SOL	SPECTRUM	SIN ADD	550,98
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	616,54
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	710,08
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	719,80
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	777,31
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	822,96
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	851,28
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	854,06
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	854,29
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	932,74
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	723,78
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	677,10
TOLIMA	SPECTRUM	SIN ADD	600,21
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	775,15
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	793,65
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	906,00
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	908,40
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	921,06
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	925,59
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	1001,50
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	753,13
CAQUETA	PEESA	SUR	565,84
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	679,60
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	702,58
CASANARE	EMSA	SUR	397,57
CASANARE	SPECTRUM	SUR	434,66
CASANARE	PEESA	SUR	561,82
CASANARE	VATIA	SUR	659,57
CASANARE	ENERCA	SUR	667,48
CASANARE	QI ENERGY	SUR	674,28
CASANARE	DICEL	SUR	669,67
META	SPECTRUM	SUR	442,71
META	PEESA	SUR	573,02
META	VATIA	SUR	671,91
META	QI ENERGY	SUR	688,72
META	DICEL	SUR	688,78
META	EMSA	SUR	711,34
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	757,87
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	847,31

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

Finalmente, informamos que la Superservicios puso a disposición de todos los grupos de interés la información



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

El documento “*Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red*” se encuentra disponible en la página web de la Superservicios<sup>7</sup>, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

## 11. Usuarios no regulados

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

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

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.

<sup>7</sup> <https://www.superservicios.gov.co/publicaciones>

El cálculo del CU promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de abril, mayo y junio de 2022, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución SSPD 8055 de 2010

- Campo 9:** Sector
- Campo 10:** Tipo de Tarifa
- Campo 13:** ID Mercado
- Campo 14:** Consumo
- Campo 16:** Facturación por consumo
- Campo 39:** Tipo de factura

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 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). De acuerdo con la definición del campo 16 (F3) o 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 (Campos 14 y 16 (8055 de 2010) y Campo 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 16 y 14 o 17 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Para este trimestre, consideramos pertinente aclarar una diferencia que existe en el campo “**sector**” del Formato 3 y el campo “**Estrato / Sector**” del Formato TC1. El primero, contiene en una sola tabla la información de sectores y condiciones especiales, mientras que el segundo, solo contiene la información de sectores, dejando las condiciones especiales en un campo diferente con el mismo nombre.



Debido a la anterior particularidad, la Superservicios para efectos de analizar la información unificaba ambas bases de datos, donde para el caso de los datos del Formato TC1, de presentarse un usuario en un sector y una condición especial diferente a “ninguna”, tomaba como sector la condición especial de forma que estuviera en línea con el cómo se registra la información en el formato 3; lo anterior, debido a que no era posible determinar el sector al que pertenecía un usuario reportado en el Formato 3 con una de las opciones de condición especial.

Para este segundo trimestre de 2022, al realizar la consulta del Formato 3, se identifica que los comercializadores no utilizaron ninguna de las opciones disponibles como condición especial, por lo que dichos valores coinciden con el campo estrato / sector del Formato TC2 y no es necesario realizar el ajuste indicado en el párrafo anterior. En resumen, 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, la SSPD realizó un cálculo de un  $CU_{Min}$  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 236,47 \$/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 2022, igual a 43,62 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 236,47 \$/kWh y el T promedio de 43,62 \$/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, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 236,47 \$/kWh y el T promedio de 43,62 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar. Para los mercados de la costa, se aplica el Delta GT retrospectivo del mercado regulado a partir del mes de julio de 2021 y por 12 meses más.

- **Componente D:** Se tomó el valor promedio del segundo trimestre de 2022 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 40 \$/kWh. 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 2022 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (41,44 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los  $CU_{Min}$  resumidos en la siguiente tabla. 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  $CU_{Min}$  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 1 o TC1 por parte del OR.



ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU <sub>Min</sub>
CENTRO	NT1	619,95
CENTRO	NT2	537,58
CENTRO	NT3	429,07
CENTRO	NT4	377,54
OCCIDENTE	NT1	589,31
OCCIDENTE	NT2	510,72
OCCIDENTE	NT3	438,67
OCCIDENTE	NT4	377,54
ORIENTE	NT1	553,82
ORIENTE	NT2	496,15
ORIENTE	NT3	451,57
ORIENTE	NT4	377,54
SUR	NT1	552,91
SUR	NT2	512,57
SUR	NT3	437,39
SUR	NT4	377,54
CARIBE MAR	NT1	700,06
CARIBE MAR	NT2	518,30
CARIBE MAR	NT3	467,92
CARIBE MAR	NT4	399,35
CARIBE SOL	NT1	730,57
CARIBE SOL	NT2	517,38
CARIBE SOL	NT3	450,60
CARIBE SOL	NT4	409,34
CHOCO	NT1	523,23
CHOCO	NT2	488,89
TOLIMA	NT1	736,95
TOLIMA	NT2	643,32
TOLIMA	NT3	453,36
TOLIMA	NT4	365,42

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

#### Nivel de Tensión 1

Para el segundo trimestre de 2022, el CU promedio más alto corresponde al sector Industrial atendido por Terpel Energía en el mercado Caribe Mar con un valor de 977,67\$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por Emevasi con 564,82\$/kWh en el ADD Sur.

#### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de abril, mayo y junio de 2022 correspondientes al segundo trimestre, es para la empresa ELECTROHUILA con 779,80 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Centro; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a EPM con para el sector Oficial del ADD Oriente con 497,69\$/kWh.

#### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre abril, mayo y junio de 2022 corresponde a ITALCOL ENERGÍA, con 580,61 \$/kWh en el sector Comercial en el mercado Tolima; por otro lado, el

valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a AES CHIVOR con 429,49 \$/kWh para el sector Comercial en el ADD Centro.

#### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este segundo trimestre del año 2022 corresponde a EMGESA con 468,11 \$/kWh en el sector Oficial en el mercado Caribe Mar sin ADD; por su parte, ECOPEPETROL ENERGIA presenta el menor valor promedio con 379,56 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Oriente.

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

**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 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	664,74
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	690,40
ANTIOQUIA CREG 078/07	SPECTRUM	CENTRO	694,16
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	697,85
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	697,94
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	702,77
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	703,94
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	774,56
CALDAS	CHEC	CENTRO	676,09
CALDAS	EEP	CENTRO	678,79
CALDAS	VATIA	CENTRO	689,96
CALDAS	SPECTRUM	CENTRO	691,00
CALDAS	DICEL	CENTRO	695,17
CALDAS	PEESA	CENTRO	695,94
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	700,08
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	756,99
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	657,66
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	688,50
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	706,05
NORTE DE SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	709,24
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	710,18
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	710,61
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	710,83
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	715,61
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	703,76
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	684,93
PEREIRA	VATIA	CENTRO	690,36
PEREIRA	SPECTRUM	CENTRO	690,60
PEREIRA	PEESA	CENTRO	691,11
PEREIRA	DICEL	CENTRO	695,80
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	702,00
PEREIRA	EEP	CENTRO	746,31
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	782,67
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	664,03
QUINDIO	PEESA	CENTRO	694,29
QUINDIO	DICEL	CENTRO	696,69
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	697,37
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	699,93
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	773,91
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	648,80
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	693,69
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	648,23
SANTANDER	ESSA	CENTRO	688,23
SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	699,85
SANTANDER	PEESA	CENTRO	704,13
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	705,32
SANTANDER	VATIA	CENTRO	706,74
SANTANDER	DICEL	CENTRO	708,45
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	709,91
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	731,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	679,65
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	SPECTRUM	OCCIDENTE	683,76
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	684,16
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	686,24
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	694,77
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	698,53
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	769,56
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	805,52
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	692,39
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	708,28
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	709,88
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	806,11

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	686,03
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	692,27
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	698,06
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	712,14
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	788,59
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	832,43
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	680,76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	SPECTRUM	OCCIDENTE	682,50
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	682,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	687,00
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	692,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	694,00
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	734,22
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	746,36
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	793,72
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	681,04
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	690,23
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	698,01
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	699,76
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	730,69
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	804,72
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	676,87
TULUA	SPECTRUM	OCCIDENTE	681,50
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	681,67
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	687,03
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	688,08
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	710,01
TULUA	CETS	OCCIDENTE	714,51
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	647,15
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	655,58
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	597,10
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	648,32
BOGOTA - CUNDINAMARCA	SPECTRUM	ORIENTE	651,70
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	652,03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	655,33
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL	ORIENTE	665,34
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	657,99
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	660,88
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	661,69
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	674,17
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	711,40
BOYACA	VATIA	ORIENTE	658,49
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	659,42
BOYACA	SPECTRUM	ORIENTE	659,96
BOYACA	PEESA	ORIENTE	663,99
BOYACA	DICEL	ORIENTE	666,65
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	688,92
BOYACA	EBSA	ORIENTE	715,96
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	718,36
HUILA	VATIA	ORIENTE	672,18
HUILA	SPECTRUM	ORIENTE	678,19
HUILA	PEESA	ORIENTE	679,86
HUILA	DICEL	ORIENTE	683,49
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	687,89
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	706,76
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	725,87
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	595,79
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	699,14
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	759,25
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	775,07
CARIBE MAR	SPECTRUM	SIN ADD	780,68
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	788,05
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	789,09
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	791,62
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	795,58
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	805,06
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	884,85



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	612,85
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	700,50
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	759,46
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	807,63
CARIBE SOL	SPECTRUM	SIN ADD	815,79
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	827,85
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	830,65
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	835,39
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	838,93
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	934,42
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	688,77
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	670,38
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	767,46
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	885,15
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	886,14
TOLIMA	SPECTRUM	SIN ADD	886,70
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	892,28
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	896,69
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	897,64
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	997,41
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	699,00
CAQUETA	PEESA	SUR	631,53
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	634,56
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	696,30
CASANARE	EMSA	SUR	593,98
CASANARE	VATIA	SUR	618,72
CASANARE	SPECTRUM	SUR	618,78
CASANARE	DICEL	SUR	622,17
CASANARE	PEESA	SUR	625,60
CASANARE	QI ENERGY	SUR	629,24
CASANARE	ENERCA	SUR	654,31
META	SPECTRUM	SUR	630,44
META	VATIA	SUR	630,60
META	PEESA	SUR	636,23
META	DICEL	SUR	640,49
META	QI ENERGY	SUR	643,75
META	EMSA	SUR	704,28
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	706,20
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	784,80

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

### Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para mayo de 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	598,80
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	678,03
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	728,02
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	740,62
ANTIOQUIA CREG 078/07	SPECTRUM	CENTRO	743,13
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	746,54
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	746,91
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	789,18
CALDAS	PEESA	CENTRO	601,21
CALDAS	CHEC	CENTRO	680,83
CALDAS	EEP	CENTRO	708,09
CALDAS	VATIA	CENTRO	732,78
CALDAS	DICEL	CENTRO	740,26
CALDAS	SPECTRUM	CENTRO	741,94
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	742,59
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	777,94

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	607,55
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	684,78
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	690,54
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	748,98
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	755,69
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	758,40
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	759,91
NORTE DE SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	759,93
PEREIRA	PEESA	CENTRO	595,98
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	722,79
PEREIRA	VATIA	CENTRO	733,05
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	737,24
PEREIRA	DICEL	CENTRO	740,13
PEREIRA	SPECTRUM	CENTRO	740,59
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	744,20
PEREIRA	EEP	CENTRO	753,77
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	797,79
QUINDIO	PEESA	CENTRO	601,38
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	677,31
QUINDIO	DICEL	CENTRO	741,39
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	742,55
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	744,58
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	791,58
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	668,26
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	736,08
SANTANDER	PEESA	CENTRO	599,73
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	667,68
SANTANDER	ESSA	CENTRO	713,69
SANTANDER	VATIA	CENTRO	748,90
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	752,11
SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	752,59
SANTANDER	DICEL	CENTRO	752,64
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	754,52
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	790,79
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	559,01
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	688,42
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	697,26
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	SPECTRUM	OCCIDENTE	704,77
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	707,35
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	713,26
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	791,79
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	808,04
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	699,31
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	723,34
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	723,42
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	789,17
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	563,39
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	699,08
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	709,82
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	727,58
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	772,20
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	833,58
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	558,90
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	691,21
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	695,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	704,99
CELSIA VALLE DEL CAUCA	SPECTRUM	OCCIDENTE	707,08
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	708,02
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	743,03
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	744,65
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	778,19





MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	572,41
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	706,68
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	710,16
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	714,28
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	740,18
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	834,41
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	554,86
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	689,78
TULUA	SPECTRUM	OCCIDENTE	695,66
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	700,63
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	701,07
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	723,08
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	739,57
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	695,70
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	656,46
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	523,38
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	615,02
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	653,40
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	661,66
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL	ORIENTE	677,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	SPECTRUM	ORIENTE	667,53
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	671,14
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	671,73
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	673,99
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	673,99
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	676,28
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	694,28
BOYACA	PEESA	ORIENTE	532,92
BOYACA	VATIA	ORIENTE	667,88
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	669,72
BOYACA	DICEL	ORIENTE	677,51
BOYACA	SPECTRUM	ORIENTE	680,32
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	703,94
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	708,43
BOYACA	EBSA	ORIENTE	730,28
HUILA	PEESA	ORIENTE	519,56
HUILA	VATIA	ORIENTE	682,39
HUILA	DICEL	ORIENTE	694,96
HUILA	SPECTRUM	ORIENTE	696,38
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	697,05
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	731,25
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	735,92
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	613,67
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	635,97
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	727,18
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	733,36
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	801,27
CARIBE MAR	SPECTRUM	SIN ADD	819,02
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	824,71
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	825,33
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	825,83
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	827,78
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	885,79

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	616,53
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	670,22
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	721,51
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	767,06
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	816,26
CARIBE SOL	SPECTRUM	SIN ADD	837,13
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	843,94
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	844,43
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	847,65
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	916,13
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	723,21
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	677,08
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	750,86
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	776,67
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	902,78
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	905,23
TOLIMA	SPECTRUM	SIN ADD	913,93
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	915,55
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	918,40
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	984,71
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	766,60
CAQUETA	PEESA	SUR	549,17
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	689,20
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	702,56
CASANARE	PEESA	SUR	545,60
CASANARE	EMSA	SUR	598,72
CASANARE	ENERCA	SUR	667,40
CASANARE	VATIA	SUR	673,80
CASANARE	DICEL	SUR	679,12
CASANARE	QI ENERGY	SUR	683,90
CASANARE	SPECTRUM	SUR	685,19
META	PEESA	SUR	556,70
META	VATIA	SUR	685,50
META	DICEL	SUR	696,57
META	SPECTRUM	SUR	697,70
META	QI ENERGY	SUR	698,33
META	EMSA	SUR	711,32
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	769,29
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	856,57

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



## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para junio de 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	593,83
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	705,15
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	773,95
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	775,63
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	794,81
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	801,86
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	839,18
CALDAS	PEESA	CENTRO	595,45
CALDAS	CHEC	CENTRO	686,95
CALDAS	EEP	CENTRO	763,81
CALDAS	VATIA	CENTRO	768,08
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	790,66
CALDAS	DICEL	CENTRO	791,80
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	826,61
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	601,97
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	715,40
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	717,49
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	783,83
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	806,96
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	808,71
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	810,21
PEREIRA	PEESA	CENTRO	590,94
PEREIRA	EEP	CENTRO	765,08
PEREIRA	VATIA	CENTRO	768,07
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	768,65
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	788,87
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	792,13
PEREIRA	DICEL	CENTRO	793,78
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	847,73
QUINDIO	PEESA	CENTRO	592,79
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	697,63
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	790,62
QUINDIO	DICEL	CENTRO	794,45
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	795,63
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	841,44
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	701,68
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	784,01
SANTANDER	PEESA	CENTRO	597,25
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	701,06
SANTANDER	ESSA	CENTRO	749,38
SANTANDER	VATIA	CENTRO	784,66
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	800,82
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	804,75
SANTANDER	DICEL	CENTRO	807,89
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	830,99
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	546,54
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	725,54
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	728,05
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	749,08
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	760,30
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	830,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	836,33
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	709,80
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	765,57
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	772,54
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	833,67

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	553,67
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	739,70
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	751,75
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	773,94
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	816,07
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	847,48
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	548,32
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	723,97
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	731,50
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	746,63
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	748,97
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	756,71
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	795,88
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	819,04
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	553,01
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	751,11
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	761,72
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	762,39
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	789,60
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	834,41
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	543,27
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	718,68
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	728,86
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	742,13
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	749,26
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	774,36
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	690,07
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	709,62
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	504,41
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	645,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	682,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	685,32
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL	ORIENTE	690,86
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	705,10
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	709,81
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	712,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	714,22
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	729,46
BOYACA	PEESA	ORIENTE	510,13
BOYACA	VATIA	ORIENTE	689,17
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	703,77
BOYACA	DICEL	ORIENTE	718,53
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	729,41
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	744,04
BOYACA	EBSA	ORIENTE	744,88
HUILA	PEESA	ORIENTE	498,99
HUILA	VATIA	ORIENTE	704,83
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	731,53
HUILA	DICEL	ORIENTE	736,00
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	740,33
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	767,24
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	599,65
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	632,08
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	728,22
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	756,26
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	823,14
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	849,03
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	851,84
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	855,25
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	855,68
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	911,13



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	620,23
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	629,37
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	737,39
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	805,41
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	845,01
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	878,82
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	879,83
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	882,04
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	947,67
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	759,37
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	683,85
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	781,33
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	737,82
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	926,63
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	937,26
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	950,95
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	960,73
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	1022,38
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	793,80
CAQUETA	PEESA	SUR	516,82
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	708,89
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	715,05
CASANARE	PEESA	SUR	514,27
CASANARE	ENERCA	SUR	680,74
CASANARE	VATIA	SUR	686,20
CASANARE	DICEL	SUR	707,72
CASANARE	QI ENERGY	SUR	709,71
META	PEESA	SUR	526,14
META	VATIA	SUR	699,63
META	EMSA	SUR	718,43
META	QI ENERGY	SUR	724,07
META	DICEL	SUR	729,26
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	798,13
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	900,55

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

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

#### Abril

MES	MERCADO	ADD	EMPRESA	CUV	CUV_012
ABRIL	NORTE DE SANTANDER	CENTRO	CENS	745,34	649,86
ABRIL	CALDAS	CENTRO	CHEC	731,60	676,09
ABRIL	QUINDIO	CENTRO	EDEQ	721,73	664,03
ABRIL	PEREIRA	CENTRO	EEP	736,00	746,31
ABRIL	ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	EPM	705,46	664,74
ABRIL	SANTANDER	CENTRO	ESSA	721,87	688,23
ABRIL	RUITOQUE	CENTRO	RUITOQUE	698,87	648,80
ABRIL	SANTANDER	CENTRO	RUITOQUE	698,86	648,80
ABRIL	NORTE DE SANTANDER	CENTRO	RUITOQUE	688,50	688,50
ABRIL	NARIÑO	OCCIDENTE	CEDENAR	798,27	730,69
ABRIL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	764,30	734,22
ABRIL	TULLUA	OCCIDENTE	CETSA	749,64	714,51
ABRIL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	EMCALI	735,42	769,56
ABRIL	CARTAGO	OCCIDENTE	EEP	738,25	685,53
ABRIL	NARIÑO	OCCIDENTE	ASC INGENIERIA	740,14	681,04
ABRIL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	ENEL	665,71	665,34
ABRIL	BOYACA	ORIENTE	EBSA	737,92	715,96
ABRIL	HUILA	ORIENTE	ELECTROHUILA	751,57	717,97
ABRIL	ARAUCA	ORIENTE	ENELAR	722,09	682,06
ABRIL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	RUITOQUE	637,54	597,10
ABRIL	TOLIMA	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	949,96	767,46
ABRIL	CHOCO	SIN ADD	DISPAC	725,23	688,77
ABRIL	CARIBE SOL	SIN ADD	AIRE	927,23	759,46
ABRIL	CARIBE MAR	SIN ADD	CARIBEMAR	898,12	699,14
ABRIL	GUAVIARE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	740,62	670,38
ABRIL	CARIBE MAR	SIN ADD	RUITOQUE	759,25	759,25
ABRIL	CAQUETA	SUR	ELECTROCAQUETA	683,26	696,30
ABRIL	META	SUR	EMSA	679,40	704,28
ABRIL	CASANARE	SUR	ENERCA	659,86	654,31

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

#### Mayo

MES	MERCADO	ADD	EMPRESA	CUV	CUV_012
MAYO	NARIÑO	OCCIDENTE	CEDENAR	805,00	740,18
MAYO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	771,13	743,03
MAYO	TOLIMA	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	967,53	776,67
MAYO	NORTE DE SANTANDER	CENTRO	CENS	769,17	690,54
MAYO	TULLUA	OCCIDENTE	CETSA	764,62	723,08
MAYO	CALDAS	CENTRO	CHEC	735,47	680,82
MAYO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	ENEL	638,59	677,31
MAYO	CHOCO	SIN ADD	DISPAC	736,02	723,21
MAYO	BOYACA	ORIENTE	EBSA	723,65	730,28
MAYO	QUINDIO	CENTRO	EDEQ	733,53	677,31
MAYO	PEREIRA	CENTRO	EEP	717,90	708,37
MAYO	CARIBE SOL	SIN ADD	AIRE	946,60	767,06
MAYO	CARIBE MAR	SIN ADD	CARIBEMAR	924,99	727,18
MAYO	CAQUETA	SUR	ELECTROCAQUETA	680,34	702,56
MAYO	HUILA	ORIENTE	ELECTROHUILA	746,79	735,92
MAYO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	EMCALI	750,61	808,04
MAYO	CARTAGO	OCCIDENTE	EEP	727,87	692,39
MAYO	META	SUR	EMSA	740,40	711,32
MAYO	ARAUCA	ORIENTE	ENELAR	709,65	695,70
MAYO	CASANARE	SUR	ENERCA	708,78	667,40
MAYO	GUAVIARE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	777,55	677,08
MAYO	ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	EPM	729,98	678,03
MAYO	SANTANDER	CENTRO	ESSA	749,85	713,69
MAYO	RUITOQUE	CENTRO	RUITOQUE	697,51	668,26
MAYO	SANTANDER	CENTRO	RUITOQUE	687,69	667,68
MAYO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	RUITOQUE	601,87	615,02
MAYO	NORTE DE SANTANDER	CENTRO	RUITOQUE	684,78	684,78
MAYO	CARIBE MAR	SIN ADD	RUITOQUE	733,36	733,36
MAYO	NARIÑO	OCCIDENTE	ASC INGENIERIA	766,57	706,68

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

#### Junio

MES	MERCADO	ADD	EMPRESA	CUV	CUV_012
JUNIO	NARIÑO	OCCIDENTE	CEDENAR	854,06	762,39
JUNIO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	816,80	748,97
JUNIO	TOLIMA	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	1005,19	781,33
JUNIO	NORTE DE SANTANDER	CENTRO	CENS	796,79	715,40
JUNIO	TULLUA	OCCIDENTE	CETSA	810,78	728,86
JUNIO	CALDAS	CENTRO	CHEC	771,94	686,95
JUNIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	ENEL	660,73	690,86
JUNIO	CHOCO	SIN ADD	DISPAC	755,19	759,37
JUNIO	BOYACA	ORIENTE	EBSA	791,49	744,88
JUNIO	QUINDIO	CENTRO	EDEQ	756,69	697,63
JUNIO	PEREIRA	CENTRO	EEP	820,32	765,08
JUNIO	CARIBE SOL	SIN ADD	AIRE	989,60	805,41
JUNIO	CARIBE MAR	SIN ADD	CARIBEMAR	917,54	756,26
JUNIO	CAQUETA	SUR	ELECTROCAQUETA	716,09	708,89
JUNIO	HUILA	ORIENTE	ELECTROHUILA	773,17	740,33
JUNIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	EMCALI	793,73	830,75
JUNIO	CARTAGO	OCCIDENTE	EEP	681,93	623,23
JUNIO	META	SUR	EMSA	772,80	718,43
JUNIO	ARAUCA	ORIENTE	ENELAR	719,81	709,62
JUNIO	CASANARE	SUR	ENERCA	740,96	680,74
JUNIO	GUAVIARE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	800,80	683,85
JUNIO	ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	EPM	787,47	705,15
JUNIO	SANTANDER	CENTRO	ESSA	787,03	749,38
JUNIO	RUITOQUE	CENTRO	RUITOQUE	715,88	701,68
JUNIO	SANTANDER	CENTRO	RUITOQUE	706,98	701,06
JUNIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	RUITOQUE	607,23	645,77
JUNIO	NORTE DE SANTANDER	CENTRO	RUITOQUE	717,49	717,49
JUNIO	CARIBE MAR	SIN ADD	RUITOQUE	728,22	728,22
JUNIO	NARIÑO	OCCIDENTE	ASC INGENIERIA	811,89	789,60

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

## Anexo 2

### CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD<sup>8</sup>

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA				
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		604,26	623,82	
EEP S.A. ESP	687,81	689,74		
EMCALI ESP		650,86		
EMGESA SA ESP		661,71		
ENERMAS		659,82		
ENERTOTAL S.A. ESP		681,44	690,62	
EPM S.A. ESP			603,90	
ISAGEN S.A. ESP			403,92	
RENOVATIO S.A. ESP		615,97		
RUITOQUE S.A. ESP		659,30	627,44	687,69
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		707,56		
VATIA S.A. ESP		545,58	610,97	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
CARIBEMAR DE LA COSTA					
CEDENAR S.A. ESP				720,41	723,69
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		621,64			
CEO S.A.S ESP		615,92			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		638,17			
DICEL S.A. ESP		550,15			
DICELER S.A E.S.P					
EEP S.A. ESP		508,04			
ELECTROHUILA S.A. ESP		623,91			
EMCALI ESP	694,21	617,45	653,28		
EMGESA SA ESP		494,73			
ENERTOTAL S.A. ESP			697,17		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		614,72	611,39		
VATIA S.A. ESP		589,17			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		638,16	
CARIBEMAR DE LA COSTA			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		609,21	
DICEL S.A. ESP	686,39	644,78	
DICELER S.A E.S.P		619,57	
EBSA S.A. ESP	634,72	633,73	
ELECTROHUILA S.A. ESP	623,95	743,16	700,46
EMCALI ESP	466,93		
EMGESA SA ESP	600,48	607,28	
ENERTOTAL S.A. ESP	664,69		
EPM S.A. ESP		614,76	
ISAGEN S.A. ESP		471,44	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			
RENOVATIO S.A. ESP		613,87	
RUITOQUE S.A. ESP	642,59	619,08	632,61
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	457,46		
VATIA S.A. ESP	595,51	573,51	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

<sup>8</sup> Nota. En las siguientes las celdas resaltadas con el color naranja corresponden a aquellos valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CUMin calculado por la SSPD. Las celdas resaltadas en rojo y verde corresponden a los valores máximos y mínimos obtenidos para cada grupo de datos.



### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EBSA S.A. ESP	628,27	
EMEVASI S.A. ESP		564,82
EMGESA SA ESP	619,22	
EMSA S.A. ESP		640,61

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA			
DICEL S.A. ESP	866,82	806,66	725,74
EMGESA SA ESP			
ENERTOTAL S.A. ESP		765,68	754,97
RUITOQUE S.A. ESP	579,47	737,47	759,26
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	641,26	977,67	683,97
VATIA S.A. ESP		766,12	763,53

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL
AIRE	666,82	637,29
CARIBEMAR DE LA COSTA		
DICELER S.A E.S.P		799,01
EEP S.A. ESP		765,64
ENERTOTAL S.A. ESP		746,37
EPM S.A. ESP		724,92
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		823,65
VATIA S.A. ESP		518,93

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		879,10
EMGESA SA ESP		916,65
ENERTOTAL S.A. ESP	880,00	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AIRE		597,15			
CARIBEMAR DE LA COSTA					
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	567,56	557,29	546,78	524,45	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			513,50		
DICEL S.A. ESP			586,29		
EBSA S.A. ESP			627,44		
ECOPETROL ENERGIA					
EEP S.A. ESP	575,58	569,05	574,89	584,94	563,01
ELECTROHUILA S.A. ESP			779,80		
EMCALI ESP		436,73			
EMGESA SA ESP				500,93	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			637,95		
ENERMAS		586,50			
ENERTOTAL S.A. ESP		590,39	589,36		
EPM S.A. ESP					550,48
GAP ENERGY			551,19		
GECELCA S.A. ESP			476,28		
ISAGEN S.A. ESP		389,87	409,87	375,37	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			695,91		
RENOVATIO S.A. ESP		541,16	541,47		
RUITOQUE S.A. ESP				562,29	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		618,04	664,12		
VATIA S.A. ESP		554,46	556,35	557,39	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			516,42	
CARIBEMAR DE LA COSTA				
CEDENAR S.A. ESP	639,11	326,69	334,77	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	570,36	544,33		
CEO S.A.S ESP				
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP				
DICEL S.A. ESP	583,65	562,33	555,91	
DICELER S.A.E.S.P				
EEP S.A. ESP	532,04	543,39	545,70	
ELECTROHUILA S.A. ESP			587,48	
EMCALI ESP	559,74	547,90	552,64	560,08
EMEESA S.A. ESP		528,51	529,96	
EMGESA SA ESP		532,81	527,33	
ENERTOTAL S.A. ESP		586,95		
EPM S.A. ESP		511,95		513,66
ISAGEN S.A. ESP			388,06	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				
QI ENERGY		584,06		
RENOVATIO S.A. ESP				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			515,95	
VATIA S.A. ESP		544,58		
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP				

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			504,60	
AIRE		559,72	588,17	
CARIBEMAR DE LA COSTA				
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	593,22	526,95	520,86	562,87
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			480,79	
DICEL S.A. ESP		615,15		536,91
DICELER S.A.E.S.P		527,23	525,00	
EBSA S.A. ESP	636,39	575,90	577,27	579,16
ECOPEPETROL ENERGIA			484,77	
EEP S.A. ESP		519,87		
ELECTROHUILA S.A. ESP		561,97		524,45
EMCALI ESP		540,15	527,90	513,50
EMGESA SA ESP				500,48
ENERMAS			545,49	
ENERTOTAL S.A. ESP		565,68	559,61	
EPM S.A. ESP	500,61	498,52	500,32	497,69
GAP ENERGY		517,44	517,35	
ISAGEN S.A. ESP		386,45		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			375,28	
RENOVATIO S.A. ESP		516,39	517,01	
RUITOQUE S.A. ESP		528,15	526,68	517,30
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		559,46		
VATIA S.A. ESP		526,37	517,66	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		485,00	477,57	
FRANCA ENERGIA SA ESP		474,27	431,92	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA				
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		547,62		582,33
DICEL S.A. ESP		574,74	565,65	
EBSA S.A. ESP			589,30	
ELECTROHUILA S.A. ESP		560,83	524,56	553,35
EMCALI ESP		502,14		
EMGESA SA ESP		524,31		
EMSA S.A. ESP	-		579,58	
EPM S.A. ESP		482,59	509,11	
RUITOQUE S.A. ESP		517,54		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		500,51	529,67
AIRE		534,95	573,79
CARIBEMAR DE LA COSTA			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		499,11	524,96
CEO S.A.S ESP		535,02	562,93
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		501,07	524,77
DICEL S.A. ESP	655,63	612,50	517,42
DICELER S.A. E.S.P		518,54	
EBSA S.A. ESP		554,52	608,34
ECOPETROL ENERGIA		499,32	479,21
ELECTROHUILA S.A. ESP			546,73
EMCALI ESP		449,71	330,09
EMGESA SA ESP	570,79		
EMSA S.A. ESP		535,99	497,21
ENERTOTAL S.A. ESP		597,04	616,39
EPM S.A. ESP		527,47	
ISAGEN S.A. ESP		244,76	520,17
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		572,35	612,55
QI ENERGY		558,37	612,09
RENOVATIO S.A. ESP		524,98	
RUITOQUE S.A. ESP	578,20	535,74	554,64
SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P.		399,10	2124,38
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	485,96	647,28	566,38
VATIA S.A. ESP		555,31	558,12

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		517,59	
AIRE	569,58		554,36
CARIBEMAR DE LA COSTA			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		508,11	
DICEL S.A. ESP		570,38	
EEP S.A. ESP		532,95	
EMCALI ESP		440,44	
EMGESA SA ESP		513,83	
ENERTOTAL S.A. ESP		588,41	
EPM S.A. ESP		525,26	
GAP ENERGY		500,61	
GECELCA S.A. ESP		599,42	
ISAGEN S.A. ESP			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		643,52	
QI ENERGY		560,68	
RENOVATIO S.A. ESP		533,42	
RUITOQUE S.A. ESP		553,93	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		539,17	
VATIA S.A. ESP		550,32	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL
ISAGEN S.A. ESP		383,79
RUITOQUE S.A. ESP	511,35	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	708,63	712,27		
EMGESA SA ESP		703,59		589,36
ENERTOTAL S.A. ESP		726,22	732,95	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		640,90		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR	429,49	429,67		
CARIBEMAR DE LA COSTA				
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	445,91	439,53		
DICEL S.A. ESP		495,26		
ECOPETROL ENERGIA				
EEP S.A. ESP		474,39	500,84	481,78
EMCALI ESP	452,95			
EMEESA S.A. ESP		569,76		
EMGESA SA ESP		433,52		
EMSA S.A. ESP				
ENERMAS		504,37		
ENERTOTAL S.A. ESP		491,95		
EPM S.A. ESP	438,49			
ISAGEN S.A. ESP	338,08	369,37		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	490,44	515,04		
QI ENERGY	497,63			
RUITOQUE S.A. ESP	461,72		442,77	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	443,51			
VATIA S.A. ESP	459,51	465,98		
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	376,31			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		447,61	
CEDENAR S.A. ESP		317,62	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	463,01		
CEO S.A.S ESP			498,21
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	436,94	429,32	
DICEL S.A. ESP	506,07	484,64	
ECOPETROL ENERGIA	437,69		
EEP S.A. ESP	492,29	474,30	
EMCALI ESP	478,14		499,19
EMEESA S.A. ESP	570,77	476,00	
EMGESA SA ESP	456,32	464,69	
ENERTOTAL S.A. ESP		513,70	
EPM S.A. ESP	450,73	440,76	
GAP ENERGY		466,06	
ISAGEN S.A. ESP		368,80	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			
RENOVATIO S.A. ESP			
VATIA S.A. ESP		481,45	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		456,19	
AIRE		509,21	
CARIBEMAR DE LA COSTA			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		471,08	578,02
DICEL S.A. ESP		516,43	
EBSA S.A. ESP	531,34	529,02	
ECOPETROL ENERGIA			
ELECTROHUILA S.A. ESP	514,30		512,95
EMCALI ESP		374,50	
EMGESA SA ESP	479,10		
EPM S.A. ESP	452,22	459,73	446,71
GAP ENERGY	477,11		
GECELCA S.A. ESP		374,74	
ISAGEN S.A. ESP	354,70	381,48	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	40330,18	537,62	
QI ENERGY		545,67	
VATIA S.A. ESP	484,51	484,23	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		365,97	
FRANCA ENERGIA SA ESP		369,34	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	462,06	450,90	516,68
ECOPETROL ENERGIA			
EMCALI ESP		456,63	
EMGESA SA ESP	464,96	445,67	
EMSA S.A. ESP		501,31	
ENERMAS		494,19	
EPM S.A. ESP	436,16	444,78	428,95
GAP ENERGY		451,86	
ISAGEN S.A. ESP	358,56	362,02	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	576,63		
QI ENERGY	514,82		
VATIA S.A. ESP		475,54	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	373,66		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
 Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	491,62	517,33
DICEL S.A. ESP	536,21	527,54
ECOPETROL ENERGIA	468,94	462,10
EMGESA SA ESP	489,74	514,54
EPM S.A. ESP	474,28	
GECELCA S.A. ESP	444,06	473,71
ISAGEN S.A. ESP	249,27	481,53
VATIA S.A. ESP	501,60	505,92

Mínimo Máximo < CU SSPD   
 Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AES CHIVOR		451,19
AIRE	597,15	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		403,31
ECOPETROL ENERGIA		445,92
EMGESA SA ESP		501,56
EPM S.A. ESP		443,09
ISAGEN S.A. ESP		256,38
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		562,56
VATIA S.A. ESP		481,21

Mínimo Máximo < CU SSPD   
 Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	520,35	
ECOPETROL ENERGIA	456,48	
EMGESA SA ESP	468,57	504,51
ENERTOTAL S.A. ESP		533,61
GAP ENERGY	528,55	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	580,61	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
 Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		351,41	
ECOPETROL ENERGIA	374,09	372,32	
EPM S.A. ESP	386,44		329,27
ISAGEN S.A. ESP		341,89	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AES CHIVOR		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	439,19	410,44
EMCALI ESP		
EMGESA SA ESP		402,84
EPM S.A. ESP	369,97	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2022. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA		379,56
EMGESA SA ESP		401,44
EPM S.A. ESP		369,41
ISAGEN S.A. ESP	328,12	323,15
FRANCA ENERGIA SA ESP		360,46

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	431,33	445,12
ECOPETROL ENERGIA		
EMGESA SA ESP	412,20	468,11
ISAGEN S.A. ESP	249,27	420,12

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	465,93
EPM S.A. ESP	
ISAGEN S.A. ESP	238,90

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



**Carrera 18 No. 84 – 35**  
**Bogotá D.C, Colombia**  
**(57 1) 691-3005**  
**[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)**  
**[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)**



**PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios