



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

# Boletín Tarifario

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

ENERO - MARZO  
2022

# Contenido

## Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	3
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	37

**Proyectaron:**

Geraldine Sánchez Castiblanco  
Rafael Ricardo Rojas Peña  
Diego Fernando Borda Tovar

**Revisó**

Luisa Fernanda Camargo Sánchez  
Directora Técnica de Gestión de Energía (E)

**Aprobó:**

Diego Alejandro Ossa Urrea  
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible



## Introducción

El boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la Superservicios 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 primer 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 utilizada para este informe corresponde a la información certificada en el Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los periodos 1M2022, 2M2022 y 3M2022. Esta información fue reportada por 35 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 primer trimestre del 2022, no se presentaron aprobaciones de ingreso regulado de acuerdo al marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Al no darse aprobaciones de ingresos, se mantienen para el primer trimestre del 2022 las empresas que a diciembre 31 de 2021 se encontraban pendientes de aprobación ya que si bien se expedieron las Resoluciones CREG 218 y 220 de 2021 para EEBP S.A. E.S.P. y EMEVASI S.A. E.S.P., los siguientes OR interpusieron recurso y no se tiene una definición:

- Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Bajo Putumayo S.A. E.S.P.

- Empresa de Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP

Por otro lado, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del CU y se incorporaron nuevas variables, con el fin de incluir las compras que realizan los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada.

En ese sentido, se incluyen en las fórmulas las variables  $W_i$ ,  $P_i$  y  $C_i$  que representan, a partir de  $i$  igual a 3, los nuevos mecanismos de compra de energía que apruebe la comisión, que en la actualidad ya fue aprobado el mecanismo DERIVEX-CRCC.

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

## 2. Panorama nacional

Res. CREG/2022	Temática
101 001	Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN
101 002	Por la cual se define la fórmula de traslado en el componente de compras de energía G del CU con el fin de incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada
101 009	Por la cual se modifican las disposiciones relacionadas con la participación en los procesos de selección para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional
501 001	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por XM Compañía de expertos en mercados S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 221 de 2021.
501 019	Energía Eléctrica - Se resuelve la solicitud de revisión tarifaria con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 Resolución CREG 216 de 2020 por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
501 020	Por la cual se resuelve una solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 008 de 2021 presentada por la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.



El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el primer 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 relacionan los demás mercados en los que presta el servicio; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde al CU de NT1 con propiedad del OR de cada comercializador en dicho mercado.

Resultado del análisis, se encuentra que de las 37 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este primer trimestre de 2022 corresponden nuevamente a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 947,46 \$/kWh y PEESA S.A E.S.P 930,71 \$/kWh ambos para el mercado Tolima, y el tercer CU mayor por 931,26 \$/kWh de la empresa AIRE S.A E.S.P en el mercado Caribe Sol de la Costa Caribe; estos tres valores se presentan para el mes de marzo 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 AIRE S.A E.S.P. para el mercado Caribe Sol en marzo de 2022 es de 727,46 \$/kWh; de las tres empresas anteriormente mencionadas AIRE 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 primer trimestre de 2022 se encuentra en los mercados Caribe Mar el cual corresponde

a opción tarifaria, Putumayo y Casanare por parte del comercializador VATIA con valores de CU de 563,69 \$/kWh, 570,76 \$/kWh y 561,17 \$/kWh estos dos últimos no hacen parte de la aplicación de opción tarifaria para el mes de enero.

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
ARAUCA	ORIENTE	655,45
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	655,80
CASANARE	SUR	653,81
META	SUR	659,18
RUITOQUE	CENTRO	664,50
CAQUETA	SUR	676,12
BOYACA	ORIENTE	647,45
PUTUMAYO	SUR	669,75
HUILA	ORIENTE	666,68
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	654,39
SANTANDER	CENTRO	655,63
CALDAS	CENTRO	664,81
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	657,11
CHOCO	SIN ADD	649,50
BAJO PUTUMAYO	SUR	663,29
GUAVIARE	SIN ADD	657,19
QUINDIO	CENTRO	659,73
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	672,59
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	660,10
NARIÑO	OCCIDENTE	671,83
PEREIRA	CENTRO	661,92
TULUA	OCCIDENTE	670,56
CAUCA	OCCIDENTE	669,75
CARTAGO	OCCIDENTE	666,83
CARIBE MAR	SIN ADD	691,52
CARIBE SOL	SIN ADD	683,14
SIBUNDOY	SUR	742,01
TOLIMA	SIN ADD	659,97

De la tabla anterior se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de Sibundoy, Caribe Mar 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 No. 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 al número de usuarios, esto con el objetivo de crear grupos con características “similares” y poder realizar un análisis particular de cada grupo.

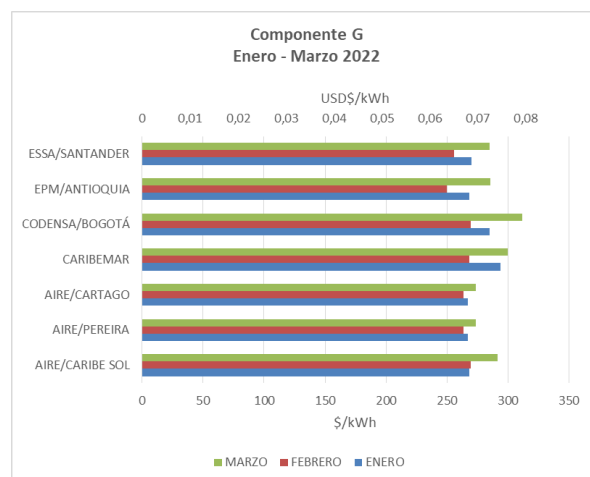
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1: empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2: empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios. La información del número de usuarios fue consultada del SUI y se informa que para la vigencia 2022, entendiendo que el número de usuarios crece cada año, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a diciembre de 2021 encontrándose que algunas empresas pasaron del grupo 2 al 1.

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 3917,65 \$/USD.

#### Grupo 1

El valor promedio para el primer trimestre de 2022 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 274,22 \$/kWh, 33,51 \$/kWh por encima respecto al cuarto trimestre de 2021 que representa un incremento del 13,92%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa EPM para el mes de febrero de 2022 con un valor igual a 248,83 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CODENSA con 310,30 \$/kWh para el mes de marzo de 2022.

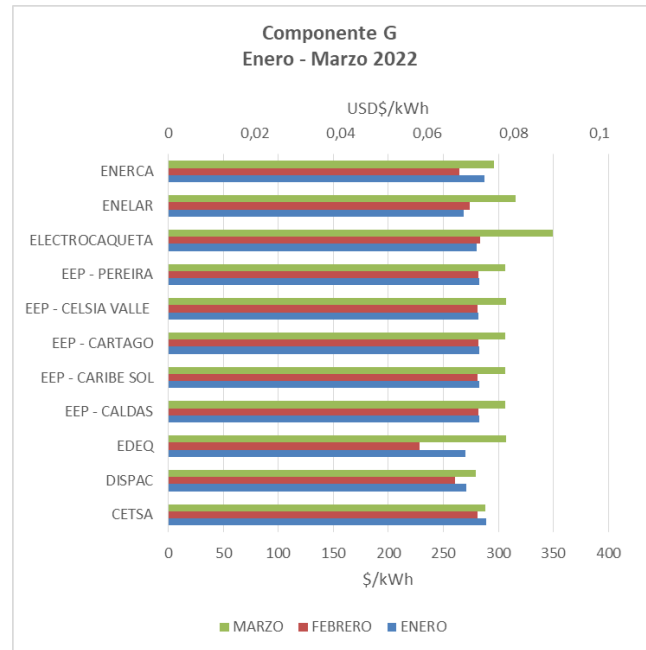
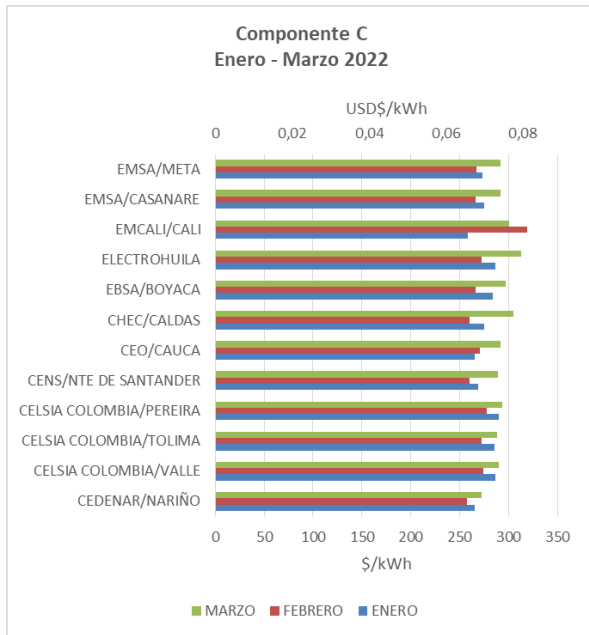
Componente G (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	CARIBE SOL	267,41	268,28	290,46
AIRE	PEREIRA	266,34	262,80	272,65
AIRE	CARTAGO	266,34	262,80	272,65
CARIBEMAR	CARIBEMAR	292,78	267,10	298,72
CODENSA	BOGOTA	284,11	268,22	310,30
EPM	ANTIOQUIA	267,20	248,83	284,24
ESSA	SANTANDER	269,14	254,61	283,68



#### Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el primer trimestre de 2022 corresponde a 279,56 \$/kWh, 14,71% por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2021. Con un valor de 256,59 \$/kWh, CEDENAR S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de febrero 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 febrero de 2022, con un valor igual a 317,88 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	NARIÑO	264,20	256,59	271,15
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	285,77	273,13	288,65
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	284,41	271,61	287,17
CELSIA COLOMBIA	PEREIRA	289,13	276,72	292,36
CENS/NTE DE SANTANDER	NORTE DE SANTANDER	267,71	259,35	288,23
CEO	CAUCA	264,40	269,39	290,98
CHEC	CALDAS	274,38	258,85	303,79
EBSA	BOYACA	283,07	265,63	295,68
ELECTROHUILA	HUILA	285,56	271,20	311,52
EMCALI	CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	257,22	317,88	299,70
EMSA	CASANARE	273,90	264,93	290,93
EMSA	META	272,32	266,07	290,75



### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 286,00 \$/kWh, 16,88% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2021 equivalente a 41,31 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa EDEQ para el mes de febrero de 2022 igual a 228,33 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P., con un valor de 348,88 para el mes de marzo de 2022.

Componente G (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	TULUA	288,27	281,16	288,18
DISPAC	CHOCO	270,31	260,21	279,00
EDEQ	QUINDIO	269,71	228,33	306,73
EEP/CALDAS	CALDAS	282,69	281,92	305,93
EEP/CARIBE SOL	CARIBE SOL	282,04	280,86	306,30
EEP/CARTAGO	CARTAGO	282,40	281,45	306,10
EEP/CELSIA VALLE	CELSIA VALLE	281,88	280,59	306,40
EEP/PEREIRA	PEREIRA	282,38	281,41	306,11
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	279,88	283,32	348,88
ENELAR	ARAUCA	268,62	273,99	315,42
ENERCA	CASANARE	287,42	264,43	295,80

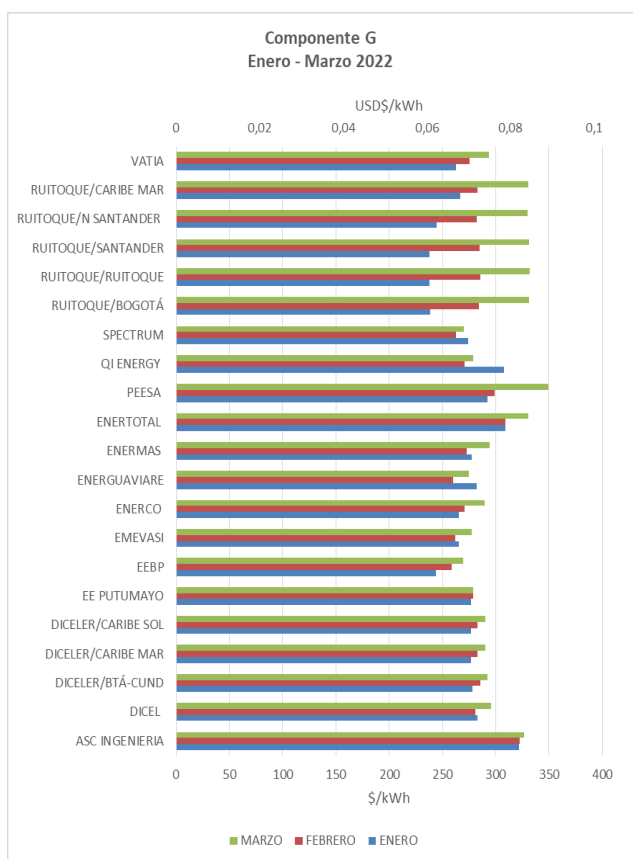
### Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas VATIA S.A. E.S.P., ENERTOTAL S.A. E.S.P., DICEL S.A. E.S.P., DICELE 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 284,91 \$/kWh, 16,73% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2021 y que equivale a 40,84 \$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a RUITOQUE S.A. E.S.P., con un valor igual a 237,42 \$/kWh para el mes de enero de 2022, mientras que el valor más alto lo publicó PEESA en el mes de marzo con un valor promedio en el componente de 348,83 \$/kWh.



Componente G (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA	NARIÑO	321,66	322,25	326,35
DICEL	TODOS	282,83	280,41	295,00
DICELER/BTÁ-CUND	BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	277,71	285,27	292,01
DICELER/CARIBE MAR	CARIBE MAR	276,38	282,71	290,15
DICELER/CARIBE SOL	CARIBE SOL	276,38	282,71	290,15
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	276,62	278,42	278,42
EEBP	BAJO PUTUMAYO	243,29	258,14	269,05
EMEVASI	SIBUNDOY	265,37	261,88	277,05
ENERCO	TODOS	265,15	270,16	289,30
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	282,06	259,82	274,36
ENERMAS	TODOS	277,29	272,64	293,62
ENERTOTAL	TODOS	308,65	308,65	330,07
PEESA	TODOS	291,91	298,69	348,83
QJ ENERGY	TODOS	307,48	270,41	278,57
SPECTRUM	TODOS	274,13	262,14	269,98
RUITOQUE/BOGOTÁ	BOGOTÁ	237,96	284,20	330,86
RUITOQUE/RUITOQUE	RUITOQUE	237,42	285,22	331,60
RUITOQUE/SANTANDER	SANTANDER	237,85	284,24	330,88
RUITOQUE/NTE DE SANTANDER	NORTE DE SANTANDER	244,14	281,77	329,30
RUITOQUE/CARIBE MAR	CARIBE MAR	266,10	282,82	329,97
VATIA	TODOS	262,56	275,03	293,05



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

## 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 primer trimestre de 2022, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 84,37%, 8,04% por debajo respecto al cuarto trimestre de 2021.

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



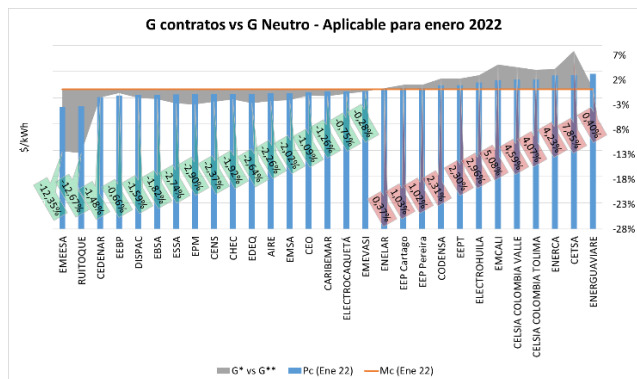
neutra, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable  $P_c$  igual a la variable  $M_c$  del mes analizado, eliminando el factor de ponderación alfa de la ecuación:

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

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 primer 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.

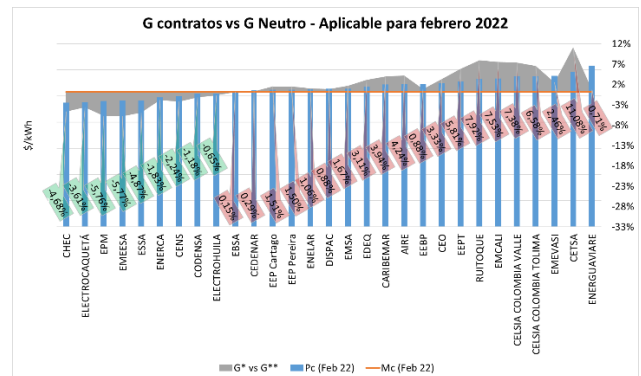
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable  $P_{c_{m-1}}$  para cada Comercializador Minorista, versus la variable  $M_{c_{m-1}}$ ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente 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 enero de 2022 es posible identificar qué EMEESA presenta el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada

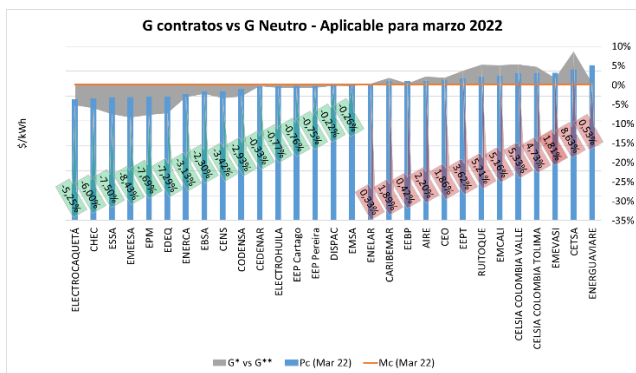
del 12,35% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al bajo  $P_c$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente  $G$  de contratos 12,35% menor al que percibirían en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ . Por otro lado, ENERGUAVIARE, para el mismo mes presentó nuevamente el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,40% 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 0,40% mayor al que percibiría en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ .

Para el mes de febrero 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 la variable  $G^{**}$ ; 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 marzo de 2022, ELECTROCAQUETÁ presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 5,25% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ . Por su parte, ENERGUAVIARE presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que significa un aumento aproximado del 0,53%.





	ENERO	FEBRERO	MARZO
<b>Qc Prom (%)</b>	88,89%	81,71%	82,53%
<b>Pb Prom (\$/kWh)</b>	351,43	300,66	411,92
<b>Pc Prom (\$/kWh)</b>	265,4	266,07	272,57

Es preciso aclarar que para el caso de EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P no habían certificado el Formato T9 del capítulo de tarifas de la Resolución SSPD No.12515 de 2021 al corte de la elaboración del informe; también se presentó el caso en el que la calidad de la información fue deficiente, esto 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.

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.

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

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.

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

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.

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.

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:

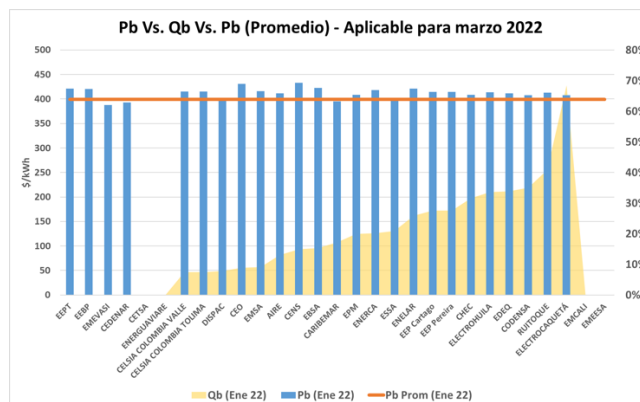
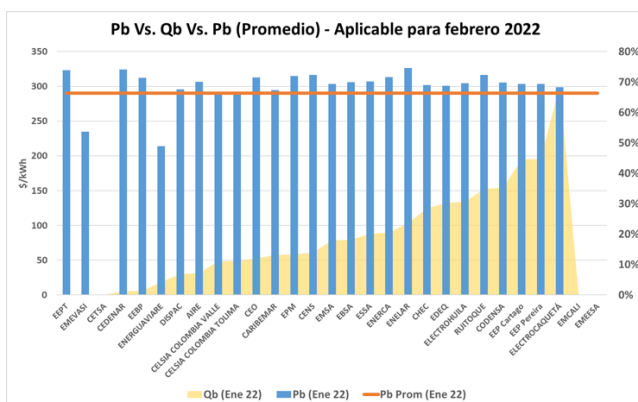
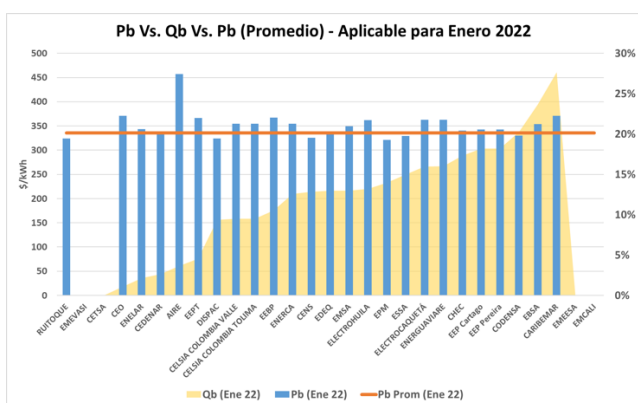
Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del  $P_c$ ,  $M_c$ ,  $\alpha$  y  $Q_c$  mientras que, para el aporte



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.



Las empresas ubicadas al final en la gráfica (EMCALI y EMEESA), se encuentran en esa posición porque no han certificación la información del Formato T9 del SUI o la calidad de la misma es insuficiente que no permite realizar el respectivo análisis. Para el caso de las empresas CETSA, ENERGUAVIARE y EMEVASI, que tienen valores de Pb iguales a cero, pero no se encuentran al final de la gráfica, indica que son empresas que para ese periodo tenían el 100% de su demanda contratada a través de contratos a mediano y largo plazo.

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

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

De acuerdo con la información del Formato T9 del capítulo de tarifas del SUI certificada por los Comercializadores que atienden mercado regulado, se tiene que vienen trasladando el siguiente G Transitorio, que corresponde al valor en \$/kWh que se incluye en el componente de Generación del comercializador y proviene de todas las compras de energía realizadas al usuario AGPE y GD con base en lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021.

<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

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



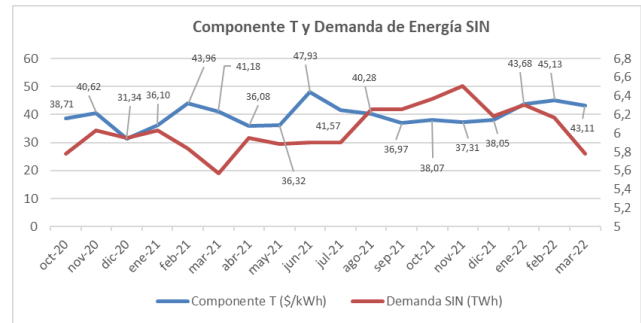
COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	ene-22	feb-22	mar-22
AIRE	0,057	0,075	0,099
CARIBEMAR DE LA COSTA	0,056	0,088	0,429
CELSIA COLOMBIA		0,324	0,457
CHEC	0,544	0,651	0,601
CENS	0,227	0,361	0,329
CODENSA	0,064	0,084	0,065
CETSA	0,078	0,103	0,119
CEO	0,083	0,471	0,039
ESSA	0,392	0,519	0,502
ELECTROHUILA	0,560	0,563	0,488
EBSA	0,204	0,249	0,201
ENERCA	0,282	0,247	0,206
EDEQ	0,231	0,300	0,373
EMCALI	0,092	0,085	0,147
EPM	0,237	0,306	0,392
ENERCO			0,939
ENERTOTAL	0,265	0,389	0,350
QI ENERGY	0,000	0,002	0,000
RUITOQUE	1,533	1,239	1,491

#### 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.

Durante el cuarto trimestre 2020, el componente presentó una tendencia creciente en los meses de octubre y noviembre, lo anterior se debe a que en el mes de octubre los ingresos incrementaron \$14.865 millones de pesos y la demanda disminuyó 82 millones de kWh respecto a los valores presentados en el mes de septiembre, en noviembre, aunque la demanda incrementó y los ingresos presentaron una tendencia estable, la aplicación de ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC representaron un incremento en el componente de 3,32 \$/kWh.

Sin embargo, para el mes de diciembre de 2020, se presentó una disminución en el componente de 9,28\$/kWh, lo anterior se debe a una disminución en el ingreso regulado neto de \$29.896 millones respecto al mes de noviembre, debido al aumento en el concepto de la compensación "por pago por atraso en la entrada de infraestructura" (PPA, Res. CREG 022 DE 2001), así mismo, la aplicación de ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC representaron una disminución mayor en el componente.

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 presentados 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.

Verificada la información publicada por XM en el enlace "*Liquidación STN – soporte facturación STN*", se evidenció que los ajustes aplicados en el primer trimestre de 2022 se deben a las siguientes causales:

### Enero de 2022

- Ajuste a la facturación STN de julio de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC ii) Modificación de PAOMR de DIST.
- Ajuste a la facturación STN de noviembre de 2021 i) Modificación en la demanda real del STN. ii) Modificación de PAOMR de DIST

### Febrero de 2022

- Ajuste a la facturación STN de agosto de 2021. i) Modificación del PAOMR de DIST. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC
- 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. ii) Modificación de PAOMR de DIST. iii) Modificación en la demanda real del STN. iv) Modificación de las compensaciones ITCT.

### Marzo de 2022

- 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 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 enero de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación en la demanda real del STN iii) Modificación compensaciones de ITCT.

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 febrero de 2022 con \$ 265.522 millones y su menor valor se presentó en el mes de marzo con un valor de \$ 243.847 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el cuarto trimestre de 2021 cuyo promedio fue de 238.403 millones de pesos.

Por ejemplo, para el mes de marzo de 2022, las disminuciones en los ingresos totales de los Transmisores se deben principalmente a un aumento en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Resolución. CREG 022 DE 2001) que ascendieron \$36.688 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 primer trimestre de 2022<sup>2</sup>.

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



## Enero de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado con Ampliaciones del STN	\$ 459.173.688
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 15.203.787.283
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 245.687.413
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 367.580.503

## Febrero de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 15.209.286.548
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 245.776.279
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 367.713.458

## Marzo de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 04-2014	\$ 17.179.402.414
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 3.972.326.436
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 14.934.476.058
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 241.335.446
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 361.069.391

La demanda del sistema presentó un comportamiento decreciente en el trimestre, iniciando en 6.304 millones de kWh en enero y finalizando en 5.776 millones de kWh en marzo. La disminución en febrero fue de 132 millones de kWh respecto a enero, equivalente a un 2,11% y la disminución en marzo respecto de febrero fue de 394 millones de kWh, equivalente a un 6,39%.

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

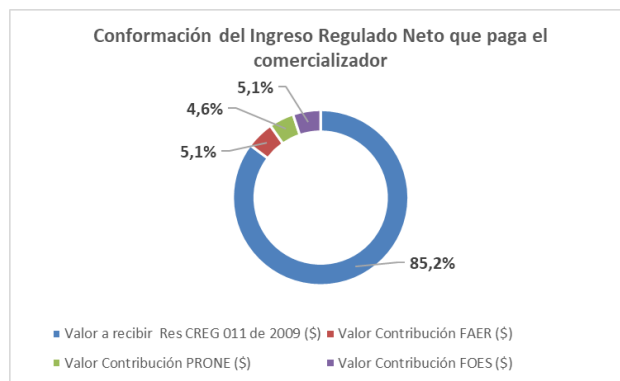
		ene-22	feb-22	mar-22
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	276.890.660.460	281.711.177.607	281.265.022.292
B	Ingreso Variante Guatape (\$)	186.824.062	192.639.133	195.729.454
C	Otros Conceptos (\$)	16.276.228.887	15.822.776.285	36.688.609.745
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	260.427.607.511	265.695.762.189	244.380.683.093
E	Ingreso a Compensar (\$)	121.161.451	173.374.038	533.298.835
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	260.306.446.060	265.522.388.151	243.847.384.258
G	Energía del SIN (kWh)	6.304.195.854	6.171.462.245	5.776.857.453
H	ΔT (\$/kWh)	2,39	2,104776	0,899746
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	43,68	45,13	43,11

En promedio para el primer 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:

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

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

ADD Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C.



## 5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto No. 388 de 2007, modificado por los Decretos No. 1111 de 2008, No. 3451 de 2008 y No. 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 '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

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

<sup>4</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELÉCTRICARIBE 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.





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, CETSА, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR, RUITOQUE, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, AIRE, CARIBEMAR DE LA COSTA, EE PUTUMAYO, ELECTROHUILA, EMSA y ENERGUAVIARE.

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

	ADD	ENERO	FEBRERO	MARZO
	CENTRO	238,60	256,35	267,77
	OCCIDENTE	230,51	252,31	260,18
	ORIENTE	205,43	208,54	218,32
	SUR	169,90	174,21	187,02
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	171,63	178,96	180,62
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	134,64	134,67	137,46
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	171,69	180,76	186,75
	ENERGUAVIARE ESP	197,63	192,53	209,78
	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.- TOLIMA	365,78	380,05	390,13

Para el primer trimestre de 2022, el valor más alto se presentó en marzo de 2022 para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 390,95 \$/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.

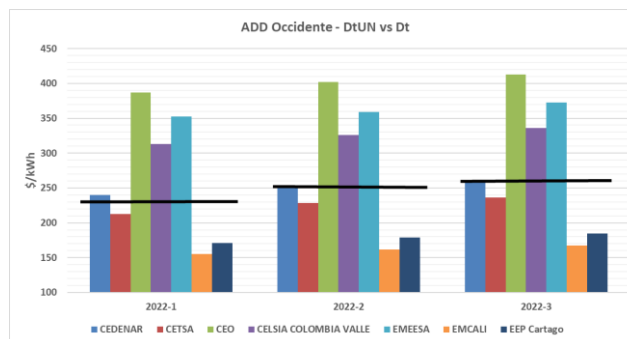
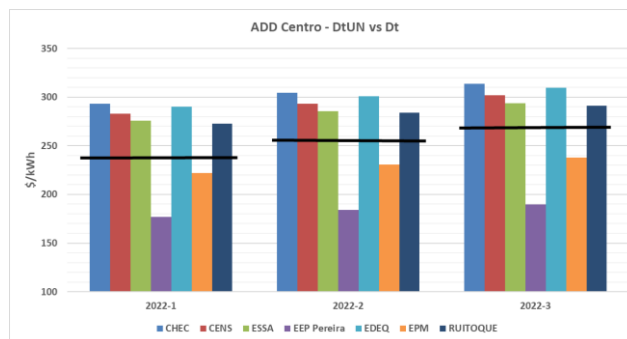
Con la venta de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y la separación de su mercado COSTA CARIBE en CARIBE SOL y CARIBE MAR, se crearon las empresas AIR-E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. respectivamente para atender la demanda. Estas empresas obtuvieron su aprobación de ingresos a finales del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

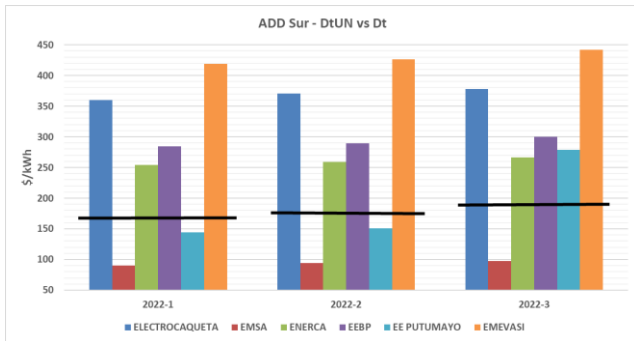
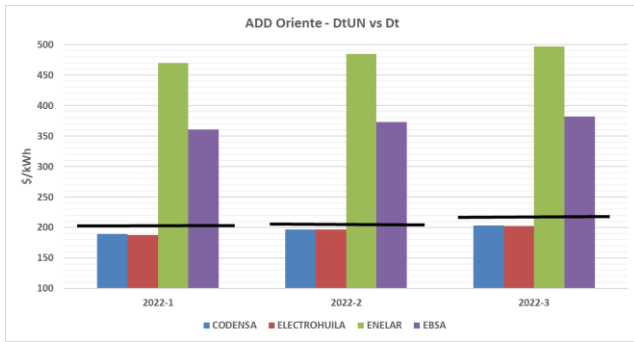
A partir de este momento, sus cargos por uso de distribución que venían siendo idénticos para ambas empresas al calcularse bajo la Resolución CREG 097 de 2008, ahora son diferentes puesto que ya sus sistemas de distribución son independientes con características diferentes.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a AIRE S.A.S. E.S.P. igual a 134,64 \$/kWh en el mes de enero de 2022.

Debe tenerse presente que con la entrada de la Resolución CREG No. 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 No. 036 de 2019 que modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG No.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).





De las gráficas mostradas, valdría la pena hacer mención del comportamiento del cargo de EMSA en este primer 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 No.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	ENERO	FEBRERO	MARZO
EMSA	META	0,00	0,00	0,00
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	0,00	0,00	0,00
EBSA	BOYACA	12,21	12,64	12,98
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	11,22	11,61	11,92
EDEQ	QUINDIO	8,83	9,14	9,39
DISPAC	CHOCO	4,93	5,10	5,24
CODENSA	BOGOTA	6,77	4,01	7,20
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	6,49	6,72	6,90
ESSA	SANTANDER	5,97	6,18	6,35
CENS	NORTE DE SANTANDER	5,11	5,29	5,44
EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	3,98	4,12	4,24
EMCALI	CALI	3,23	3,35	3,44
CHEC	CALDAS	3,02	3,13	3,21
CETSA	TULUA	0,17	0,17	0,18
AIRE	CARIBE SOL	0,00	0,00	0,00
CARIBEMAR DE LA COSTA	CARIBE MAR	0,00	0,00	0,00
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETA	-18,60	-19,24	-19,77
ELECTROHUILA	HUILA	-8,93	-18,45	-18,95
EEPUTUMAYO	PUTUMAYO	-7,67	-7,94	-8,16
CEDENAR	NARIÑO	-0,15	-0,15	-0,16
CEO	CAUCA	-0,39	-0,40	-0,41
EEP	PEREIRA	-4,09	-4,24	-4,35
EEP	CARTAGO	-5,66	-5,86	-6,02
ENELAR	ARAUCA	-5,12	-5,30	-5,44
RUITOQUE	RUITOQUE	-59,09	-61,15	-62,81

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 No.015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y/o del aplicativo INDICA de XM; y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG No.097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD No.8055 de 2010. También se aclara que para las empresas cuyo SAIDI no haya sido reportado o que la Superservicios considere que es un valor atípico frente a lo que venía reportando, se podrá tomar lo reportado por XM S.A. E.S.P. en INDICA o se desestimará y se indicará en la gráfica a través de un color amarillo. 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 primer trimestre de 2022 (enero, febrero y marzo).

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del OR, se procedió a realizar la relación entre la variable  $IngOR_j$  y el número de usuarios atendidos por cada



OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes m-2 debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del ORj para el mes de enero de 2022, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de noviembre de 2021.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el cuarto trimestre del año 2021 de la siguiente manera:

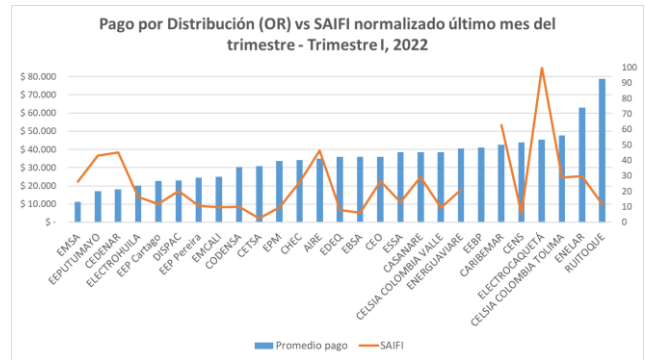
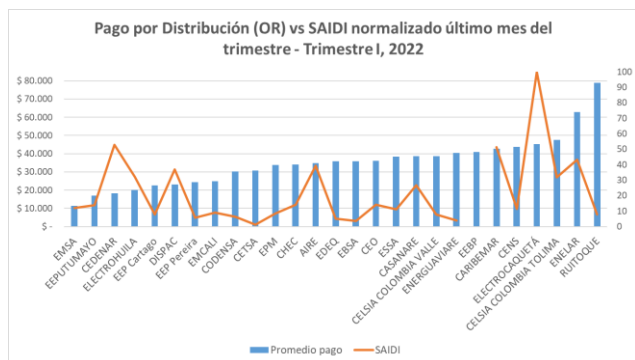
$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_{j\_TI}(NT_1)}}{\overline{No._de\_usuariosOR_{j\_TI}(NT_1)}}$$

Donde:

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

Se aclara que, si bien se toman los indicadores SAIDI y SAIFI al último mes del trimestre, desde la Superservicios 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 (\$ 78.824) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 7,87 y 11,58 y que equivalen a 2,34 horas y 2 veces respectivamente, y a la empresa EMSA con el ingreso por usuario más bajo (\$ 11.320) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 12,04 y 26,30 y que equivalen a 3,58 horas y 4,54 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 29,71 horas y 17,26 veces con un ingreso por usuario de \$ 45.260.

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

Empresa	SAIDI (Horas)	SAIFI (Veces)	IngPC_OR
ELECTROCAQUETÁ	29,71	17,26	\$ 45.260
CEDENAR	15,71	7,79	\$ 18.134
CARIBEMAR	15,23	10,85	\$ 42.651
ENELAR	12,83	5,16	\$ 62.911
AIRE	11,65	8,01	\$ 34.914
DISPAC	10,98	3,48	\$ 23.031

Finalmente, se indica que el promedio simple del ingreso promedio del trimestre de todos los OR pagado por cada usuario es igual a \$35.234.



## 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 No.029 del 2003 creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur) indicando las empresas que lo conformaban. A la fecha, se encuentra vigente la conformación de los STR definida en el capítulo 8 de la Resolución CREG No.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:

		ene-22	feb-22	mar-22	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	55.478.234.131	57.413.302.913	58.968.872.770
	B	Compensación total - CAL (COP)	31.220.482	43.889.408	36.960.614
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)			
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	55.447.013.649	57.369.413.505	58.931.912.156
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.606.231.861	1.543.783.500	1.437.203.509
	F	ASTR (\$/kWh)	-0,02481	0,650716	0,000087
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	34,4951	37,8123	41,0047	

Para el primer trimestre de 2022, en el STR Norte se evidencia un incremento en el cargo CD4 para los meses de febrero y marzo igual a 3,31 \$/kWh y 3,19 \$/kWh respectivamente respecto del mes inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones negativas en las demandas del STR Norte y a un aumento en los ingresos mensuales netos de los TR, representan valores de \$1.935 millones para febrero y \$1.555 millones para marzo.

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

		ene-22	feb-22	mar-22	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	130.544.187.380	135.266.036.261	139.016.079.222
	B	Compensación total - CAL (COP)	69.458.802	40.342.649	1.198.542.977
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	371.797.289	384.765.499	394.988.491
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	130.102.931.289	134.840.928.113	137.422.547.754
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.307.248.387	4.204.515.861	3.968.739.780
	F	ASTR (\$/kWh)	0,633742	0,566336	0,084358
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	30,8393	32,6368	34,7106	

En línea con el STR NORTE, el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR se incrementó en un promedio de 2,69

\$/kWh. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en marzo de 2022 respecto a febrero de 2022, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR CENS mercado Norte de Santander, ELECTROHUILA mercado HUILA, CEO mercado Cauca y DISPAC mercado Chocó calculadas para marzo. Por ejemplo, CENS pasó de no compensar en febrero a compensar \$454 millones en marzo; y CEO que no había compensado en febrero, para marzo presenta de una de \$282 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:

### Enero 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	221.938.352
METM	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	149.858.937

### Febrero 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	229.679.514
METM	PPA	Línea Catama - Santa Helena 115 kV	155.085.985

### Marzo 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Altamira - La Plata 115 Kv	235.902.506,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Suría 115kV	159.085.985,00

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 No.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 No.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 3917,65 \$/USD\$.

### Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de -6,76% respecto al cuarto trimestre de 2021 pasando de 85,37 \$/kWh a 79,60\$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., con un valor igual a 53,23 \$/kWh, en el mes de enero. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIR-E mercado Caribe Sol, con 125,56 \$/kWh, en el mes de marzo.

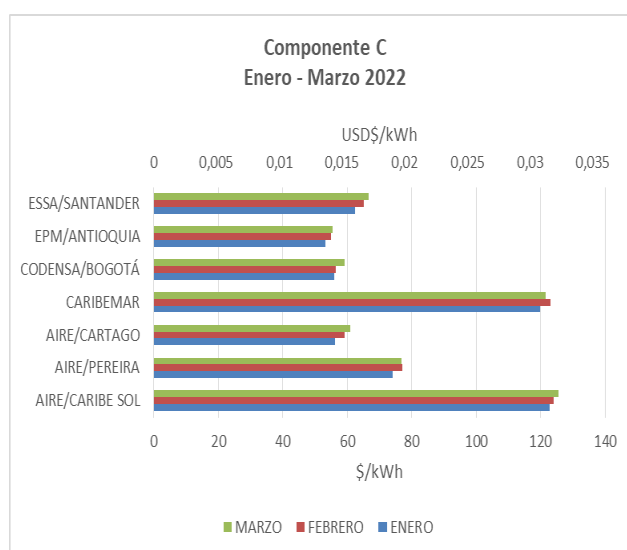
El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales y costo base de comercialización y, como se mencionó en boletines anteriores, para los mercados de comercialización Caribe Mar y Caribe Sol fueron modificados por medio de la Resolución CREG No.188 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 ΔGT retrospectivo contemplado en la

Resolución CREG No.010 de 2020. De acuerdo con lo informado por las empresas, para el NT1 con propiedad de activos de OR los ΔGT 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 ΔGT retrospectivos finaliza en el mes de junio de 2022 que es donde se cumplen doce meses de su aplicación.

Componente C (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	CARIBE SOL	122,87	124,15	125,56
AIRE	PEREIRA	74,07	77,06	76,91
AIRE	CARTAGO	56,37	59,34	60,99
CARIBEMAR	CARIBEMAR	119,94	123,07	121,62
CODENSA	BOGOTA	55,92	56,48	59,17
EPM	ANTIOQUIA	53,23	55,03	55,59
ESSA	SANTANDER	62,49	65,11	66,62



### Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 82,21\$/kWh para el primer trimestre de 2022, estando por encima del promedio del cuarto trimestre de 2021 en 2,34%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por ELECTRICADORA DEL META S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de marzo con un valor igual a 21,36 \$/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 marzo, con un valor de 155,20 \$/kWh.

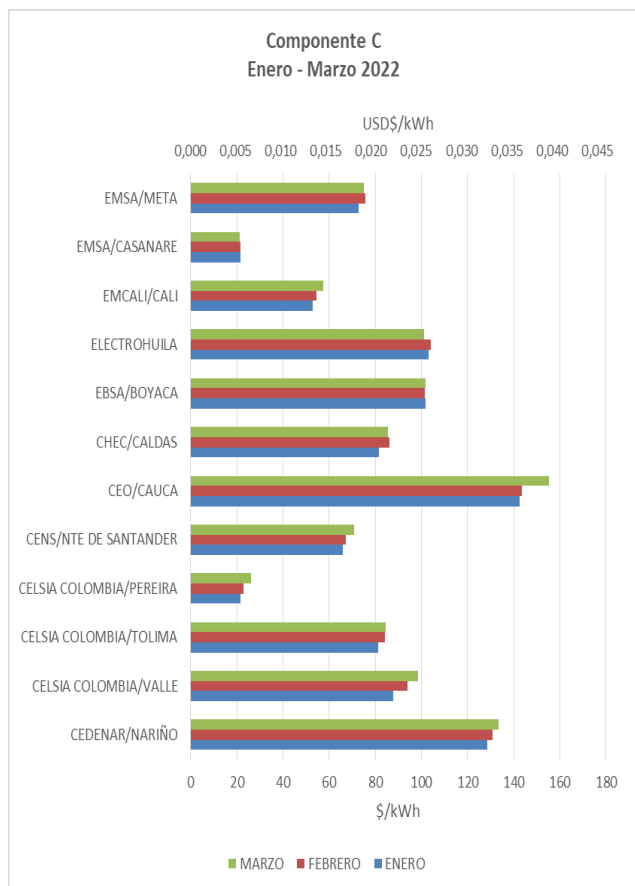




Componente C (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	NARIÑO	128,64	130,97	133,37
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	87,69	94,13	98,41
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	81,13	84,16	84,37
CELSIA COLOMBIA	PEREIRA	21,70	23,02	26,35
CENS/NTE DE SANTANDER	NORTE DE SANTANDER	65,81	67,41	70,96
CEO	CAUCA	142,53	143,67	155,20
CHEC	CALDAS	81,73	86,11	85,65
EBSA	BOYACA	101,66	101,44	101,95
ELECTROHUILA	HUILA	103,04	104,17	101,16
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	52,79	54,70	57,54
EMSA	CASANARE	21,65	21,56	21,36
EMSA	META	72,65	75,66	75,12

que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de febrero de 2022 para la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. (DISPAC), con un valor de 148,40 \$/kWh.

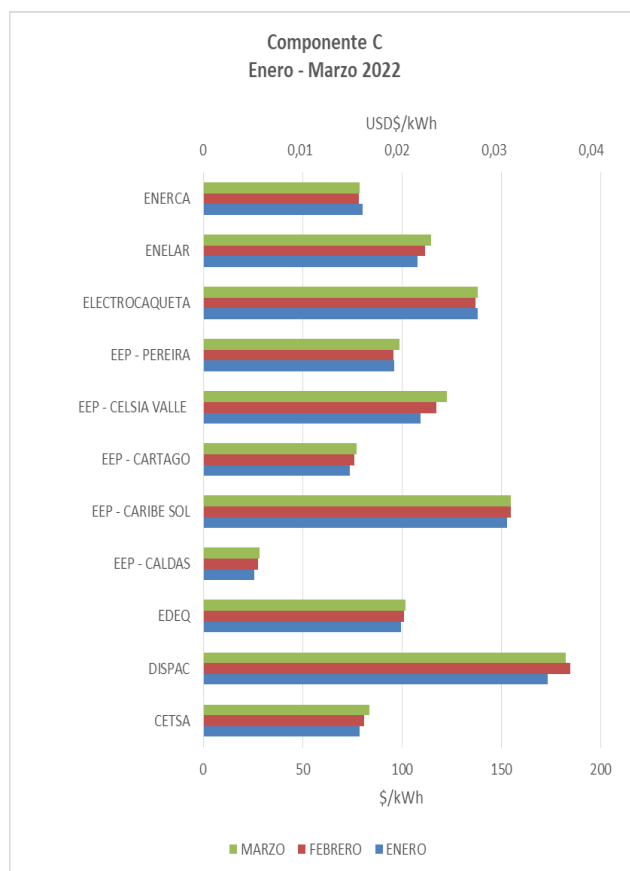
Componente C (\$/kWh)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	TULUA	63,20	64,94	67,04
DISPAC	CHOCO	139,21	148,40	146,36
EDEQ	QUINDIO	80,01	81,10	81,82
EEP	CALDAS	20,64	22,20	22,82
EEP	CARIBE SOL	122,87	124,15	124,15
EEP	CARTAGO	59,34	60,99	61,94
EEP	CELSIA VALLE DEL CAUCA	87,69	94,13	98,41
EEP	PEREIRA	77,06	76,91	79,32
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	110,76	110,13	111,02
ENELAR	ARAUCA	86,47	89,62	92,06
ENERCA	CASANARE	64,48	62,83	63,17



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 primer trimestre de 2022 de 84,70 \$/kWh, 0,98% más que el anterior trimestre. Para el mes de enero 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 20,64 \$/kWh, es importante mencionar



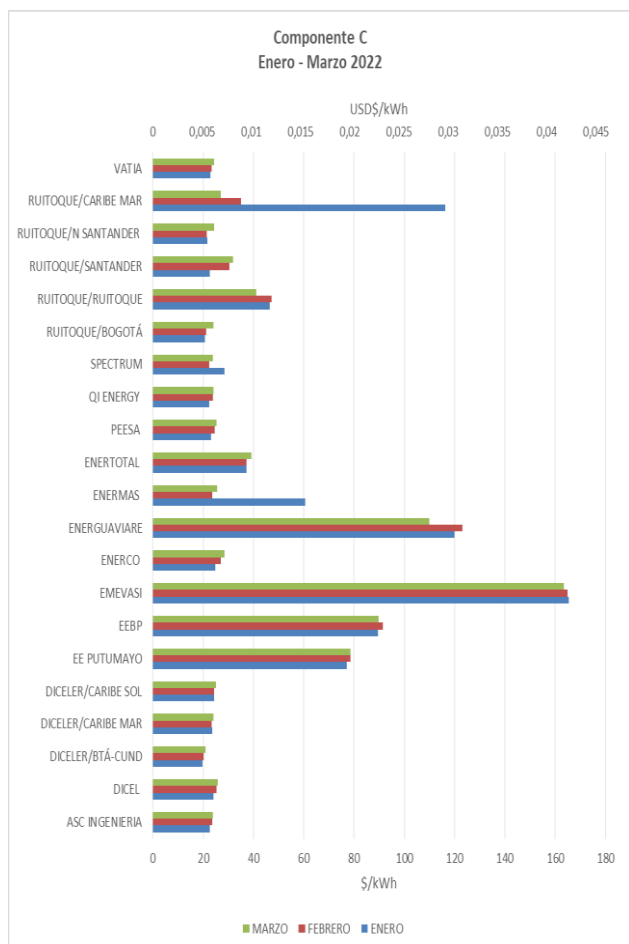
### Grupo 4

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)	Mercado	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA	NARIÑO	22,59	23,52	23,76
DICEL	TODOS	24,16	25,23	25,90
DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA	19,85	20,28	20,93
DICELER	CARIBE MAR	23,64	23,43	24,17
DICELER	CARIBE SOL	24,29	24,47	25,01
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	77,23	78,45	78,45
EEBP	BAJO PUTUMAYO	89,52	91,46	89,84
EMEVASI	SIBUNDOY	165,46	164,92	163,49
ENERCO	TODOS	24,91	27,04	28,50
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	119,86	123,02	109,87
ENERMAS	TODOS	60,50	23,67	25,68
ENERTOTAL	TODOS	37,33	37,33	39,19
PEESA	TODOS	23,20	24,50	25,45
QI ENERGY	TODOS	22,45	23,97	24,10
SPECTRUM	TODOS	28,45	22,47	23,88
RUITOQUE	BOGOTÁ	20,68	21,12	24,01
RUITOQUE	RUITOQUE	46,55	47,17	41,08
RUITOQUE	SANTANDER	22,62	30,40	31,89
RUITOQUE	NORTE DE SANTANDER	21,68	21,45	24,38
RUITOQUE	CARBE MAR	116,36	35,06	27,02
VATIA	TODOS	22,82	23,30	24,42

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 44,88 \$/kWh para el primer 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 19,85 \$/kWh en el mes de enero; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mismo mes en la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DEL SIBUNDOY S.A E.S.P., con un valor igual a 165,46 \$/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	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	CARIBE SOL	294,53	296,96	308,46
AIRE	RESTO	45,48	45,50	46,82
ASC INGENIERIA	NARIÑO	53,39		
CARIBEMAR	CARIBE MAR	235,51	224,77	239,05
CEDENAR	NARIÑO	48,31	47,48	49,64
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	54,25	52,80	55,18
CELSIA COLOMBIA	PEREIRA	52,12	50,95	53,20
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	84,30	82,01	85,71
CENS	NORTE DE SANTANDER	67,87	66,82	72,70
CEO	CAUCA	65,11	66,83	71,12
CETSA	TULUA	51,29	50,70	51,70
CHEC	CALDAS	51,90	50,18	56,89
CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	54,89	52,80	59,56



Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL	TODOS	79,45	79,61	82,53
DICELER	TODOS	194,73	198,40	201,06
DISPAC	CHOCO	66,76	66,67	53,00
EBSA	BOYACA	60,23	57,51	62,85
EDEQ	QUINDIO	51,02	45,29	57,16
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	51,74	52,34	52,34
EEBP	BAJO PUTUMAYO	45,55	49,08	50,47
EEP	CARTAGO	43,95	44,26	47,43
EEP	PEREIRA	51,16	51,59	55,12
EEP	RESTO	128,50	129,06	136,22
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	51,94	53,15	63,47
ELECTROHUILA	HUILA	73,63	72,36	79,71
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	41,96	50,23	47,92
EMVASI	SIBUNDOY	49,89	49,62	51,71
EMSA	RESTO	50,97	50,50	54,02
EMSA	META	61,04	61,65	65,37
ENELAR	ARAUCA	40,26	41,87	47,00
ENERCA	CASANARE	53,56	50,08	54,83
ENERCO	TODOS	96,44	98,36	102,83
ENERGUAVIARE	GUAVIARE			45,03
ENERMAS	TODOS	100,87	80,58	97,54
ENERTOTAL	TODOS	90,52	90,52	95,07
EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	54,84	52,33	58,15
ESSA	SANTANDER	58,70	56,54	61,62
PEESA	TODOS	78,36	80,19	94,48
QI ENERGY	TODOS	79,54	73,80	75,33
SPECTRUM	TODOS	83,75	81,92	83,53
RUITOQUE	RUITOQUE	39,81	47,69	53,66
RUITOQUE	RESTO	85,11	105,14	116,88
VATIA	TODOS	54,17	56,66	59,63

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó RUITOQUE mercado Ruitoque en el mes de enero de 2022 con 39,81 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de marzo de 2022 para la empresa AIR-E con 308,46 \$/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 No.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	A
027-2021	ELECTROCAQUETA	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488	A
140-2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349	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.

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 primer trimestre de 2022:

Operador de Red	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	24,60	25,28	26,36
CARIBEMAR	19,69	20,32	20,89
CHEC	5,76	5,94	6,13
CEDENAR	0,00	0,00	0,00
CENS	5,10	5,26	5,43
CODENSA	3,62	3,74	3,84
CETSA	2,69	2,79	2,88
CEO	6,32	6,54	6,76
ESSA	3,25	3,35	3,46
ELECTROCAQUETA	3,45	3,51	3,63
ELECTROHUILA	20,09	20,80	21,52
EMSA	15,24	15,74	16,26



ENELAR	0,18	0,18	0,18
EBSA	1,27	1,31	1,35
EDEQ	4,54	4,69	4,84
EEP TUMAYO	5,13	3,36	3,46
ENERGUAVIARE	18,66	19,29	19,94
DISPAC	24,92	25,85	9,74
EMCALI	3,93	4,04	4,18
EPM	4,55	4,69	4,85
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	6,41	6,65	6,89
CELSIA COLOMBIA (VALLE)	3,98	4,14	4,28
EEP (PEREIRA)	6,48	6,69	6,88
EEP (CARTAGO)	3,14	3,24	3,35

Fuente: Formatos SUI

Así mismo, de conformidad con la aplicación de la Resolución CREG No.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.

## 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.

<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.

El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Resolución CREG No.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.

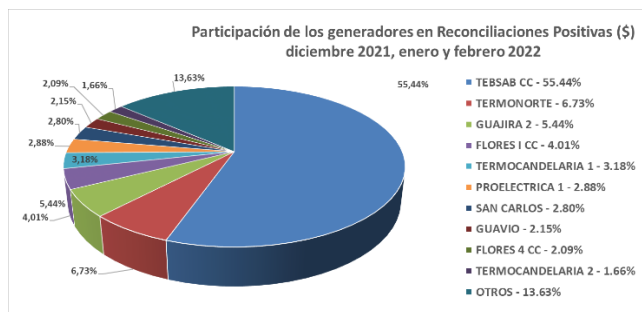
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación 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 No.034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG No.044 y 063 de 2020, y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este primer trimestre de 2021, corresponden al 106,55% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 6,55%.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

Reconciliación Positiva
<b>más (+)</b>
Servicio_AG
<b>menos (-)</b>
Reconciliación Negativa
<b>menos (-)</b>
Responsabilidad Comercial AGC
<b>igual a (=)</b>
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 diciembre de 2021, enero y febrero de 2022:

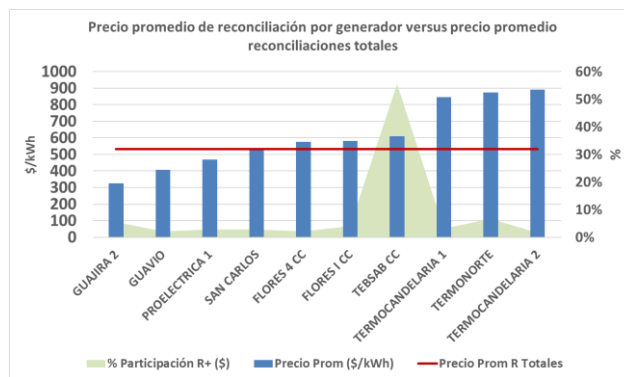


\*CC: Ciclo combinado

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2021, se mantuvo una participación de los agentes similar en las reconciliaciones positivas; a manera de ejemplo salieron Guajira 1 y Gecelca 3 pero entraron Termocandelaria 2 y San Carlos para este primer trimestre de 2022. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 55,44% de las mismas, valor inferior a la participación del trimestre anterior disminuyendo en 4,27% 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 diciembre de 2021, enero y febrero 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 Superservicios (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 primer trimestre de 2022, el recurso con mayor participación corresponde a Tebsa con 55,44% con un precio promedio de 76,86 \$/kWh por encima al precio promedio de 531,66 \$/kWh; mientras que, Termocandelaria 2 es el generador con participación más baja (1,66%) y con el precio promedio más alto igual a 891,07 \$/kWh.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 531,66 \$/kWh, presentando un incremento de 22,10% correspondiente a 96,22 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 435,44 \$/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 abril de 2021 a marzo de 2022, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta una tendencia a la baja.

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.

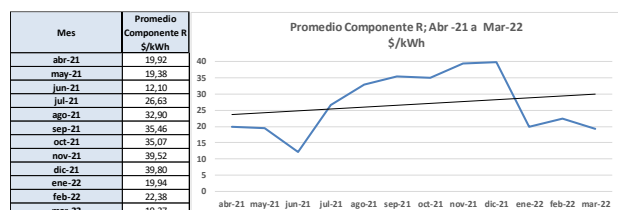
Para el cuarto trimestre de 2021, se evidenció un incremento en el valor de las restricciones totales asignadas a los comerciales para noviembre y diciembre, ya que para octubre fueron de \$177.526 millones y para estos dos meses respectivamente, fueron de \$212.884 millones y \$205.296 millones respectivamente.





En lo referente a este 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.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de diciembre de 2021, enero y febrero de 2022 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para enero, febrero y marzo 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 No.178 de 2015. Para el primer 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 No.062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 12,65% 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 2.570 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 No.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 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.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 46,95% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Resolución CREG 060 de 2019, que corresponde a la modificación realizada por la Comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, presentó un valor de \$1.258 millones, lo que representa una participación de 5,54% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el primer trimestre de 2022 y corresponde a los meses diciembre de 2021, enero y febrero de 2022:

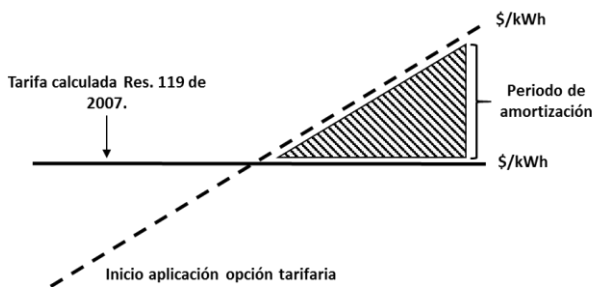
Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	320.526.376.815
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	2.570.353.571
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 207 /2020: Auditoría plantas termicas precios gas (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	46.787.566.286
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>369.884.296.672</b>
- Rentas de congestión (\$)	10.670.210.521
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	10.796.089.400
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	1.258.298.099
- 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>22.724.598.020</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>347.159.698.652</b>



## 9. Opción Tarifaria

La metodología de Opción Tarifaria establecida en la Resolución CREG No.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 No.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 No.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 No.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 No.012 de 2020, cuando se presente un incremento superior al 3% en el CU o en cualquiera de sus componentes.

La Resolución CREG No.058 de 2020, en materia de la metodología de opción tarifaria ha sido modificada por la Resoluciones CREG No.108 y CREG No.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 No.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 No.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 No.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 No.119 de 2007 y el de la Resolución CREG No.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 No.12515 de 2021, por cada uno de los comercializadores de energía con corte al mes de marzo de 2022 comparado con el último mes trimestre inmediatamente anterior:

COMERCIALIZADOR	SA (\$) Dic21	SA (\$) Mar22	% variación
DICEL	42.176.583		▶ -100,00%
EEBP	268.393.503		▶ -100,00%
ENERCO	57.628.780		▶ -100,00%
ENERTOTAL	97.671.266		▶ -100,00%
ENERCA	7.106.190.478	386.186.265	▶ -94,57%
EMCALI	68.831.332.938	22.043.182.129	▶ -67,98%
EMSA	10.814.980.404	5.998.286.915	▶ -44,54%
DICELER	824.327.148	543.426.645	▶ -34,08%
EMEVASI	730.475.198	730.890.153	▶ 0,06%
CETSA*	13.284.858.099	14.195.190.067	▶ 6,85%
VATIA	26.076.227.991	28.151.320.899	▶ 7,96%
CODENSA	679.746.580.982	763.342.506.328	▶ 12,30%



CELSIA COLOMBIA Valle	81.176.048.932	92.011.200.470	▶ 13,35%
ELECTROCAQUETÁ	10.662.449.949	12.247.242.448	▶ 14,86%
ENERGUAVIARE	4.935.457.153	5.690.306.700	▶ 15,29%
CELSIA COLOMBIA Tolima	218.884.412.939	252.726.242.470	▶ 15,46%
CEDENAR	43.995.459.782	51.309.500.744	▶ 16,62%
EBSA	27.808.746.186	33.189.102.738	▶ 19,35%
SPECTRUM RENOVAVEIS	218.347.987	273.612.679	▶ 25,31%
EPM	234.691.317.616	324.604.280.007	▶ 38,31%
EDEQ	22.439.988.367	31.296.723.804	▶ 39,47%
AIRE	467.166.229.605	657.977.500.748	▶ 40,84%
ESSA	58.561.496.789	87.644.868.315	▶ 49,66%
ELECTROHUILA	50.507.680.007	78.421.577.557	▶ 55,27%
ENELAR	3.452.718.010	5.431.330.383	▶ 57,31%
CARIBEMAR	471.831.988.279	753.786.952.158	▶ 59,76%
CENS*	46.004.924.770	77.490.672.490	▶ 68,44%
DISPAC	4.180.430.375	7.632.557.383	▶ 82,58%
CHEC	17.932.154.500	33.758.700.264	▶ 88,26%
QI ENERGY	1.333.374.452	2.588.763.881	▶ 94,15%
EEP CARTAGO	266.761.043	1.245.958.804	▶ 367,07%
EEP PEREIRA	20.153.561	1.181.513.041	▶ 5762,55%

**Nota:** Saldos Acumulados a marzo 2021. Todos los niveles de tensión  
 \*Para las empresas CENS y CETSA, se tomaron los SA con corte a noviembre de 2021 y febrero de 2022 respectivamente ya que, conforme a la información reportada, se identificó una inconsistencia o no reporte de la misma.

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 primer 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	VATIA	CENTRO	666,84
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	564,78
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	635,60
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	664,07
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	697,62
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	564,76
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	678,49
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	762,99
CALDAS	VATIA	CENTRO	651,27
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	662,20
CALDAS	EEP	CENTRO	685,63
CALDAS	PEESA	CENTRO	699,57
CALDAS	DICEL	CENTRO	539,13
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	667,85
CALDAS	CHEC	CENTRO	661,31
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	751,52
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	643,51
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	662,67
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	718,77
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	645,99
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	538,66
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	696,75
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	667,55
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	706,93
PEREIRA	VATIA	CENTRO	653,72
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	546,88
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	662,16
PEREIRA	PEESA	CENTRO	716,26
PEREIRA	DICEL	CENTRO	540,08
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	680,54
PEREIRA	EEP	CENTRO	728,58
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	753,89
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	675,20
QUIINDIO	QI ENERGY	CENTRO	662,08
QUIINDIO	ENERMAS	CENTRO	673,13
QUIINDIO	PEESA	CENTRO	693,48
QUIINDIO	EDEQ	CENTRO	642,07
QUIINDIO	DICEL	CENTRO	540,90
QUIINDIO	VATIA	CENTRO	651,11
QUIINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	755,32
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	632,24
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	661,75
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	699,51

<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
SANTANDER	RUI TOQUE	CENTRO	629,25
SANTANDER	VATIA	CENTRO	640,72
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	662,56
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	666,40
SANTANDER	ESSA	CENTRO	651,19
SANTANDER	PEESA	CENTRO	695,73
SANTANDER	DICEL	CENTRO	537,47
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	666,57
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	750,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	642,07
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	549,07
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	662,67
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	701,86
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	541,61
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	730,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	671,15
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	757,78
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	662,55
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	693,67
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	687,82
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	651,07
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	678,77
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	543,20
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	750,77
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	641,21
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	722,27
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	662,20
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	552,10
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	552,28
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	756,29
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	801,93
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	660,99
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	561,63
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	664,25
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	704,10
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	563,25
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	677,23
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	709,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	750,52
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	761,79
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	653,70
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	706,27
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	661,85
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	559,61
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	652,58
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	710,69
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	758,11
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	654,16
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	662,71
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	725,57
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	542,31
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	679,76
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	672,05
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	757,36
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	649,24
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	661,44
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	655,66
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUI TOQUE	ORIENTE	579,62
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	655,28
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	554,07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	660,68
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	673,49
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	687,23
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	560,76
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	670,78
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	642,71
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	756,90
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	772,29

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOYACA	VATIA	ORIENTE	646,38
BOYACA	PEESA	ORIENTE	689,10
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	662,62
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	543,88
BOYACA	DICEL	ORIENTE	536,01
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	664,80
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	748,56
BOYACA	EBSA	ORIENTE	688,25
HUILA	VATIA	ORIENTE	651,06
HUILA	PEESA	ORIENTE	691,21
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	662,16
HUILA	DICEL	ORIENTE	544,18
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	671,02
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	752,88
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	694,23
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	661,06
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	642,37
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	638,55
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	674,36
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	798,27
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	553,67
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	715,02
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	560,02
CARIBE MAR	RUI TOQUE	SIN ADD	826,80
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	772,88
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	763,69
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	662,39
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	657,09
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	605,60
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	676,81
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	721,22
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	796,72
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	717,86
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	560,74
CARIBE SOL	ENERMAS	SIN ADD	795,12
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	555,96
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	765,05
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	649,50
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	657,19
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	720,58
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	649,58
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	666,21
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	704,32
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	547,48
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	757,85
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	675,74
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	557,97
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	660,12
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	666,46
CAQUETA	VATIA	SUR	651,07
CAQUETA	PEESA	SUR	708,85
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	660,59
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	683,95
CASANARE	VATIA	SUR	662,03
CASANARE	PEESA	SUR	706,83
CASANARE	QI ENERGY	SUR	662,53
CASANARE	EMSA	SUR	582,29
CASANARE	DICEL	SUR	564,09
CASANARE	RENOVATIO	SUR	675,45
CASANARE	ENERCA	SUR	723,47
META	VATIA	SUR	653,66
META	QI ENERGY	SUR	660,51
META	PEESA	SUR	720,35
META	DICEL	SUR	560,53
META	RENOVATIO	SUR	669,65
META	EMSA	SUR	690,42



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PUTUMAYO	VATIA	SUR	658,54
PUTUMAYO	PEESA	SUR	695,96
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	654,76
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	742,01

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

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

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

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

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

El cálculo del CU promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del SUI de la Resolución SSPD No.8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD No.12515 de 2021 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución SSPD No.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 No.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 primer 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 Superservicios 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 Superservicios 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 254,63 \$/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 primer trimestre de 2022, igual a 43,97 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 254,63 \$/kWh y el T promedio de 43,97 \$/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 Superservicios 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 254,63 \$/kWh y el T promedio de 43,97 \$/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 de D:** Se tomó el valor promedio del primer 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 Superservicios lo estimó en 10 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del primer trimestre de 2022 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (38,13 \$/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 No. 2 de este documento. En esta comparación, se identificaron los valores promedio obtenidos que se encuentran por debajo del  $CU_{\text{Min}}$  calculado por la Superservicios (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	$CU_{\text{Min}}$
CENTRO	NT1	595,09
CENTRO	NT2	512,43
CENTRO	NT3	419,48
CENTRO	NT4	373,98
OCCIDENTE	NT1	588,51
OCCIDENTE	NT2	495,42
OCCIDENTE	NT3	430,57
OCCIDENTE	NT4	373,98
ORIENTE	NT1	551,61
ORIENTE	NT2	487,35
ORIENTE	NT3	447,96
ORIENTE	NT4	373,98
SUR	NT1	517,89
SUR	NT2	477,14
SUR	NT3	415,45
SUR	NT4	373,98
CARIBE MAR	NT1	700,23
CARIBE MAR	NT2	509,46
CARIBE MAR	NT3	459,29
CARIBE MAR	NT4	405,21
CARIBE SOL	NT1	732,76
CARIBE SOL	NT2	508,05
CARIBE SOL	NT3	439,86
CARIBE SOL	NT4	411,57
CHOCO	NT1	532,95
CHOCO	NT2	498,22
TOLIMA	NT1	688,29
TOLIMA	NT2	595,83
TOLIMA	NT3	449,25
TOLIMA	NT4	375,65

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

### Nivel de Tensión 1

Para el primer trimestre de 2022, el CU promedio más alto corresponde al sector de Alumbrado Público atendido por CARIBE MAR DE LA COSTA en el mercado Tolima con un valor de 786,9\$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por Caribe Mar con 376,05\$/kWh en el ADD Centro.

### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 correspondientes al primer trimestre, es para la empresa ENERTOTAL con 955,98

\$/kWh en el sector Industrial del ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a DICELER con para el sector Industrial del ADD Sur.

### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre enero y marzo de 2022 corresponde a ENERTOTAL, con 492,82 \$/kWh en el sector Comercial en el mercado CARIBEMAR; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a EMCALI con 421,10 \$/kWh para el sector COMERCIAL en el ADD Centro.

### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este primer trimestre del año 2022 corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con 469,95 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Mar sin ADD; por su parte, ECOPETROL ENERGIA presenta el menor valor promedio con 388,64 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Occidente.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo No. 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 a 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 No.1

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	621,84
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	675,66
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	552,40
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	534,36
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	693,76
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	690,77
ANTIOQUIA CREG 078/07	SPECTRUM	CENTRO	653,62
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	639,22
CALDAS	CHEC	CENTRO	654,30
CALDAS	EEP	CENTRO	658,19
CALDAS	PEESA	CENTRO	669,03
CALDAS	DICEL	CENTRO	551,84
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	686,36
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	686,35
CALDAS	SPECTRUM	CENTRO	651,08
CALDAS	VATIA	CENTRO	632,28
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	642,13
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	629,15
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	688,16
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	566,01
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	711,48
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	705,47
NORTE DE SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	667,65
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	649,14
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	664,40
PEREIRA	EEP	CENTRO	712,29
PEREIRA	AIRE	CENTRO	712,38
PEREIRA	PEESA	CENTRO	669,58
PEREIRA	DICEL	CENTRO	554,97
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	533,84
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	708,97
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	687,26
PEREIRA	SPECTRUM	CENTRO	795,29
PEREIRA	VATIA	CENTRO	631,83
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	636,33
QUINDIO	PEESA	CENTRO	671,46
QUINDIO	DICEL	CENTRO	551,22
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	650,53
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	700,85
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	686,43
QUINDIO	VATIA	CENTRO	634,33
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	624,63
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	664,64
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	680,54
SANTANDER	ESSA	CENTRO	636,24
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	623,00
SANTANDER	PEESA	CENTRO	680,97
SANTANDER	DICEL	CENTRO	556,89
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	660,15
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	711,76
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	697,09
SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	661,04
SANTANDER	VATIA	CENTRO	646,92
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	704,52
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	654,42
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	544,22
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	522,05
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	725,93
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	671,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	SPECTRUM	OCCIDENTE	633,62
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	616,79

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	679,43
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	672,03
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	651,77
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	580,27
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	699,76
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	669,23
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	670,87
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	765,30
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	602,12
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	284,86
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	533,08
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	640,51
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	699,50
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	716,80
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	662,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	542,94
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	527,14
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	719,04
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	679,59
CELSIA VALLE DEL CAUCA	SPECTRUM	OCCIDENTE	651,11
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	625,00
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	701,53
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	658,38
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	632,78
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	549,63
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	729,20
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	676,56
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	633,49
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	672,78
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	660,53
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	539,66
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	993,81
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	675,26
TULUA	SPECTRUM	OCCIDENTE	710,18
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	621,81
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	642,72
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	640,54
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	593,46
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	632,53
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	573,86
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	640,60
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	620,62
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	536,75
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	518,74
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	620,11
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	638,87
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	627,19
BOGOTA - CUNDINAMARCA	SPECTRUM	ORIENTE	618,40
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	600,75
BOYACA	EBSA	ORIENTE	674,66
BOYACA	PEESA	ORIENTE	642,38
BOYACA	DICEL	ORIENTE	538,61
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	531,17
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	654,98
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	676,20
BOYACA	SPECTRUM	ORIENTE	626,62
BOYACA	VATIA	ORIENTE	608,05
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	688,02
HUILA	PEESA	ORIENTE	658,78
HUILA	DICEL	ORIENTE	273,40
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	677,10
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	678,61
HUILA	SPECTRUM	ORIENTE	649,20
HUILA	VATIA	ORIENTE	624,78



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	615,67
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	825,69
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	793,84
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	835,92
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	476,67
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	461,87
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	797,09
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	867,06
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	587,98
CARIBE MAR	SPECTRUM	SIN ADD	655,55
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	563,69
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	715,96
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	602,02
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	836,51
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	835,92
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	477,22
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	461,31
CARIBE SOL	ENERMAS	SIN ADD	795,12
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	894,52
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	589,97
CARIBE SOL	SPECTRUM	SIN ADD	655,55
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	639,86
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	643,05
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	650,66
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	711,53
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	863,18
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	716,25
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	703,52
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	888,65
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	850,63
TOLIMA	SPECTRUM	SIN ADD	811,53
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	791,14
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	651,03
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	571,78
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	677,83
CAQUETA	PEESA	SUR	601,45
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	620,73
CAQUETA	VATIA	SUR	571,40
CASANARE	EMSA	SUR	576,51
CASANARE	ENERCA	SUR	715,03
CASANARE	PEESA	SUR	596,47
CASANARE	DICEL	SUR	566,06
CASANARE	QI ENERGY	SUR	615,73
CASANARE	SPECTRUM	SUR	578,52
CASANARE	VATIA	SUR	561,17
META	EMSA	SUR	683,56
META	PEESA	SUR	609,56
META	DICEL	SUR	550,52
META	QI ENERGY	SUR	627,86
META	SPECTRUM	SUR	589,38
META	VATIA	SUR	575,26
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	640,17
PUTUMAYO	PEESA	SUR	607,00
PUTUMAYO	VATIA	SUR	570,76
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	728,57

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	626,81
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	705,23
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	576,23
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	561,06
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	734,27
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	672,18
ANTIOQUIA CREG 078/07	SPECTRUM	CENTRO	664,04
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	683,03
CALDAS	CHEC	CENTRO	658,23
CALDAS	EEP	CENTRO	682,34
CALDAS	PEESA	CENTRO	702,90
CALDAS	DICEL	CENTRO	568,24
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	712,50
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	668,28
CALDAS	SPECTRUM	CENTRO	658,80
CALDAS	VATIA	CENTRO	674,83
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	645,99
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	696,60
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	720,73
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	587,97
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	685,89
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	686,01
NORTE DE SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	675,99
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	693,77
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	675,73
PEREIRA	EEP	CENTRO	734,51
PEREIRA	AIRE	CENTRO	709,87
PEREIRA	PEESA	CENTRO	697,86
PEREIRA	DICEL	CENTRO	573,53
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	563,24
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	742,52
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	669,10
PEREIRA	SPECTRUM	CENTRO	843,01
PEREIRA	VATIA	CENTRO	675,21
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	642,06
QUINDIO	PEESA	CENTRO	701,35
QUINDIO	DICEL	CENTRO	571,49
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	671,28
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	733,17
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	668,67
QUINDIO	VATIA	CENTRO	673,86
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	636,02
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	692,09
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	662,16
SANTANDER	ESSA	CENTRO	642,60
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	629,23
SANTANDER	PEESA	CENTRO	711,73
SANTANDER	DICEL	CENTRO	580,95
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	680,61
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	699,45
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	678,32
SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	667,82
SANTANDER	VATIA	CENTRO	691,33



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	725,66
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	687,64
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	563,66
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	547,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	763,89
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	672,53
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	SPECTRUM	OCCIDENTE	646,16
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	664,46
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	680,86
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	678,75
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	685,38
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	559,48
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	740,29
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	656,17
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	677,57
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	801,20
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	635,92
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	356,07
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	558,68
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	689,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	703,70
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	749,22
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	698,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	563,53
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	552,65
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	759,42
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	665,97
CELSIA VALLE DEL CAUCA	SPECTRUM	OCCIDENTE	659,41
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	672,63
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	710,65
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	701,99
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	659,64
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	568,54
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	768,43
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	669,46
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	665,65
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	676,82
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	693,56
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	555,89
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	685,79
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	661,73
TULUA	SPECTRUM	OCCIDENTE	649,87
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	666,22
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	655,58
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	608,54
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	612,91

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	642,02
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	579,60
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	654,47
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	639,65
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	543,81
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	536,84
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	625,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	662,85
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	621,66
BOGOTA - CUNDINAMARCA	SPECTRUM	ORIENTE	613,42
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	629,07
BOYACA	EBSA	ORIENTE	688,16
BOYACA	PEESA	ORIENTE	663,90
BOYACA	DICEL	ORIENTE	545,74
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	549,54
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	665,01
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	642,48
BOYACA	SPECTRUM	ORIENTE	618,37
BOYACA	VATIA	ORIENTE	635,77
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	694,21
HUILA	PEESA	ORIENTE	677,53
HUILA	DICEL	ORIENTE	341,74
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	690,96
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	645,97
HUILA	SPECTRUM	ORIENTE	635,19
HUILA	VATIA	ORIENTE	646,56
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	634,14
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	795,45
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	817,55
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	911,15
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	491,42
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	482,68
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	711,10
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	851,15
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	619,47
CARIBE MAR	SPECTRUM	SIN ADD	694,88
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	571,02
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	720,25
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	605,57
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	852,26
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	911,15
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	491,42
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	482,09
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	889,38
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	617,38
CARIBE SOL	SPECTRUM	SIN ADD	694,88
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	665,45
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	649,48
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	657,17
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	715,80
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	930,71
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	733,91
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	687,99
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	919,98
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	826,83
TOLIMA	SPECTRUM	SIN ADD	815,85
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	833,84





MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	688,35
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	582,96
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	683,93
CAQUETA	PEESA	SUR	623,70
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	588,06
CAQUETA	VATIA	SUR	590,96
CASANARE	EMSA	SUR	582,27
CASANARE	ENERCA	SUR	729,33
CASANARE	PEESA	SUR	618,65
CASANARE	DICEL	SUR	560,39
CASANARE	QI ENERGY	SUR	583,36
CASANARE	SPECTRUM	SUR	573,87
CASANARE	VATIA	SUR	589,20
META	EMSA	SUR	690,40
META	PEESA	SUR	628,03
META	DICEL	SUR	569,99
META	QI ENERGY	SUR	596,46
META	SPECTRUM	SUR	584,44
META	VATIA	SUR	599,06
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	651,76
PUTUMAYO	PEESA	SUR	621,54
PUTUMAYO	VATIA	SUR	594,56
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	735,40

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	658,16
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	769,88
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	593,51
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	593,11
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	761,01
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	687,75
ANTIOQUIA CREG 078/07	SPECTRUM	CENTRO	678,85
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	712,66
CALDAS	CHEC	CENTRO	671,39
CALDAS	EEP	CENTRO	716,35
CALDAS	PEESA	CENTRO	767,46
CALDAS	DICEL	CENTRO	585,28
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	737,74
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	683,68
CALDAS	SPECTRUM	CENTRO	677,67
CALDAS	VATIA	CENTRO	704,14
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	649,86
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	764,50
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	787,85
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	605,61
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	723,21
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	701,84
NORTE DE SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	693,37
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	724,15

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	701,50
PEREIRA	EEP	CENTRO	738,92
PEREIRA	AIRE	CENTRO	734,09
PEREIRA	PEESA	CENTRO	761,05
PEREIRA	DICEL	CENTRO	590,73
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	594,06
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	769,42
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	684,51
PEREIRA	SPECTRUM	CENTRO	893,59
PEREIRA	VATIA	CENTRO	704,19
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	647,84
QUINDIO	PEESA	CENTRO	765,31
QUINDIO	DICEL	CENTRO	588,63
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	701,24
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	758,90
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	683,56
QUINDIO	VATIA	CENTRO	704,00
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	636,08
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	677,46
SANTANDER	ESSA	CENTRO	674,73
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	635,52
SANTANDER	PEESA	CENTRO	777,25
SANTANDER	DICEL	CENTRO	598,38
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	711,58
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	732,69
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	693,35
SANTANDER	SPECTRUM	CENTRO	684,94
SANTANDER	VATIA	CENTRO	721,36
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	761,94
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	747,18
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	580,57
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	579,96
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	786,86
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	713,81
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	SPECTRUM	OCCIDENTE	661,81
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	689,64
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	703,16
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	685,53
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	576,26
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	763,08
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	667,55
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	684,35
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	839,30
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	698,03
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	605,32
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	580,26
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	796,27
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	696,73
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	785,53
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	759,93
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	580,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	580,56
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	780,45
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	677,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	SPECTRUM	OCCIDENTE	669,42
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	698,32
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	719,89
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	764,75
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	665,31
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	585,60
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	793,47
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	682,47
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	695,85



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	689,68
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	753,81
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	572,57
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	711,47
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	673,53
TULUA	SPECTRUM	OCCIDENTE	663,15
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	692,79
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	668,69
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	620,65
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	642,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	653,57
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	585,39
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	716,69
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	651,61
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	560,12
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	574,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	653,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	686,92
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	635,83
BOGOTA - CUNDINAMARCA	SPECTRUM	ORIENTE	626,60
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	656,42
BOYACA	EBSA	ORIENTE	701,92
BOYACA	PEESA	ORIENTE	728,47
BOYACA	DICEL	ORIENTE	562,11
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	572,31
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	687,89
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	657,63
BOYACA	SPECTRUM	ORIENTE	634,07
BOYACA	VATIA	ORIENTE	663,68
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	700,46
HUILA	PEESA	ORIENTE	741,77
HUILA	DICEL	ORIENTE	580,97
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	714,85
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	660,18
HUILA	SPECTRUM	ORIENTE	655,78
HUILA	VATIA	ORIENTE	676,78
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	665,85
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	859,28
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	891,55
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	802,49
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	506,16
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	510,38
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	810,45
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	876,44
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	648,25
CARIBE MAR	SPECTRUM	SIN ADD	736,57
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	578,44
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	727,46
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	609,20
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	927,19
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	825,05
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	506,16
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	509,76
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	914,64
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	650,44
CARIBE SOL	SPECTRUM	SIN ADD	736,57
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	685,42
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	655,97
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	663,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	734,41
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	892,28
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	755,93
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	708,93
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	947,46
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	841,19
TOLIMA	SPECTRUM	SIN ADD	832,05
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	863,00
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	660,00
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	618,94
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	690,09
CAQUETA	PEESA	SUR	691,35
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	604,91
CAQUETA	VATIA	SUR	624,50
CASANARE	EMSA	SUR	588,10
CASANARE	ENERCA	SUR	726,06
CASANARE	PEESA	SUR	684,97
CASANARE	DICEL	SUR	577,20
CASANARE	QI ENERGY	SUR	598,90
CASANARE	SPECTRUM	SUR	592,45
CASANARE	VATIA	SUR	619,81
META	EMSA	SUR	697,30
META	PEESA	SUR	693,64
META	DICEL	SUR	587,09
META	QI ENERGY	SUR	613,51
META	SPECTRUM	SUR	603,84
META	VATIA	SUR	631,26
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	672,35
PUTUMAYO	VATIA	SUR	626,43
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	762,06

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



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

### Enero

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
ENERO	CENTRO	CHEC	CALDAS	710,01	654,30
ENERO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	702,51	636,33
ENERO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	693,48	636,24
ENERO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	676,46	621,84
ENERO	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	708,97	993,81
ENERO	CENTRO	SPECTRUM	PEREIRA	649,45	795,29
ENERO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	703,77	642,13
ENERO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	737,43	701,53
ENERO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	721,07	699,50
ENERO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	697,04	697,04
ENERO	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	643,42	670,73
ENERO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	679,29	672,03
ENERO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	670,87	670,87
ENERO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	687,83	827,59
ENERO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	698,37	699,76
ENERO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	765,30	765,30
ENERO	OCCIDENTE	EMCALI	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	646,84	704,52
ENERO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	718,48	674,66
ENERO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	669,29	642,72
ENERO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	732,62	688,02
ENERO	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	662,60	632,53
ENERO	ORIENTE	SPECTRUM	HUILA	640,36	649,20
ENERO	SUR	EMSA	META	640,63	683,56
ENERO	SUR	EMSA	CASANARE	581,14	576,51
ENERO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	676,97	677,83
ENERO	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	629,52	651,03
ENERO	SUR	ENERCA	CASANARE	641,51	715,03
ENERO	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	878,47	711,53
ENERO	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	881,38	560,53
ENERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	563,69	563,69
ENERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	639,86	639,86
ENERO	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	765,90	835,92
ENERO	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	798,79	835,92
ENERO	SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	780,88	780,88
ENERO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	713,95	643,05
ENERO	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	846,62	867,06
ENERO	SIN ADD	SPECTRUM	CARIBE MAR	762,97	655,55
ENERO	SIN ADD	SPECTRUM	CARIBE SOL	798,25	655,55
ENERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	814,03	587,98
ENERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	855,32	589,97
ENERO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	888,36	615,67
ENERO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	888,22	715,96
ENERO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	690,15	650,66

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

### Febrero

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
FEBRERO	CENTRO	CHEC	CALDAS	719,43	658,23
FEBRERO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	679,41	642,06
FEBRERO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	702,14	642,60
FEBRERO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	680,03	626,16
FEBRERO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	702,11	636,02
FEBRERO	CENTRO	SPECTRUM	PEREIRA	657,59	843,01
FEBRERO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	719,13	645,99
FEBRERO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	757,78	710,65
FEBRERO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	741,06	703,70
FEBRERO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	715,50	715,50
FEBRERO	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	667,17	678,71
FEBRERO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	707,26	678,75
FEBRERO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	677,57	677,57
FEBRERO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	801,20	801,20
FEBRERO	OCCIDENTE	EMCALI	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	743,84	725,66
FEBRERO	OCCIDENTE	EBSA	BOYACA	696,31	688,16
FEBRERO	OCCIDENTE	ENELAR	ARAUCA	692,83	655,58
FEBRERO	OCCIDENTE	ELECTROHUILA	HUILA	725,82	694,21
FEBRERO	OCCIDENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	653,37	642,02
FEBRERO	OCCIDENTE	SPECTRUM	HUILA	635,22	635,19
FEBRERO	SUR	EMSA	META	650,89	690,40
FEBRERO	SUR	EMSA	CASANARE	584,50	582,27
FEBRERO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	692,60	683,93
FEBRERO	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	641,30	688,35
FEBRERO	SUR	ENERCA	CASANARE	626,87	729,33
FEBRERO	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	886,52	715,80
FEBRERO	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	887,54	563,83
FEBRERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	571,02	571,02
FEBRERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	665,45	665,45
FEBRERO	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	791,68	911,15
FEBRERO	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	816,66	911,15
FEBRERO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	725,48	649,48
FEBRERO	SIN ADD	SPECTRUM	CARIBE MAR	761,50	694,88
FEBRERO	SIN ADD	SPECTRUM	CARIBE SOL	786,44	694,88
FEBRERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	776,19	619,47
FEBRERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	806,15	617,38
FEBRERO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	870,61	634,14
FEBRERO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	897,64	720,25
FEBRERO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	699,68	657,17

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

### Marzo

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
MARZO	CENTRO	CHEC	CALDAS	775,89	671,39
MARZO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	774,01	647,84
MARZO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	743,80	674,73
MARZO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	727,11	658,16
MARZO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	756,08	636,08
MARZO	CENTRO	EEP	PEREIRA	770,93	738,92
MARZO	CENTRO	SPECTRUM	PEREIRA	674,36	893,59
MARZO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	761,89	649,86
MARZO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	776,96	719,89
MARZO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	764,24	725,51
MARZO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	729,26	729,26
MARZO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	738,25	685,53
MARZO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	684,35	684,35
MARZO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	839,30	839,30
MARZO	OCCIDENTE	EMCALI	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	727,84	761,94
MARZO	OCCIDENTE	EBSA	BOYACA	101,95	22,05
MARZO	OCCIDENTE	ENELAR	ARAUCA	92,06	24,73
MARZO	OCCIDENTE	ELECTROHUILA	HUILA	101,16	22,21
MARZO	OCCIDENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	59,17	19,71
MARZO	OCCIDENTE	SPECTRUM	HUILA	30,95	20,46
MARZO	SUR	EMSA	META	680,43	697,30
MARZO	SUR	EMSA	CASANARE	615,51	588,10
MARZO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	773,95	690,09
MARZO	SUR	ENERCA	CASANARE	668,18	726,06
MARZO	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	909,20	734,41
MARZO	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	924,00	567,21
MARZO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	578,44	578,44
MARZO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	685,42	685,42
MARZO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	722,82	655,97
MARZO	SIN ADD	SPECTRUM	CARIBE MAR	773,33	736,57
MARZO	SIN ADD	SPECTRUM	CARIBE SOL	796,51	736,57
MARZO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	786,40	648,25
MARZO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	814,20	650,44
MARZO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	916,14	665,85
MARZO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	931,26	727,46
MARZO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	709,94	663,74

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

## Anexo No.2

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

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		511,29	659,54	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		526,59	542,65	
EEP S.A. ESP	651,49	646,78		
EMCALI ESP		620,91		
EMGESA SA ESP		586,73	582,59	
ENERMAS		611,03		
ENERTOTAL S.A. ESP		1864,98	1706,04	
EPM S.A. ESP	494,23	566,00	376,06	513,47
ESANT S.A. ESP				674,10
RENOVATIO S.A. ESP		579,70		
RUITOQUE S.A. ESP		595,23	584,76	672,84

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		650,75			
CEDENAR S.A. ESP	641,65			695,48	700,68
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		514,15	533,62		
CEO S.A.S ESP		567,80			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		593,65			
EMCALI ESP	671,04	583,08	587,80		
ENERTOTAL S.A. ESP			2397,32		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			569,36	
AIRE		585,65		
CARIBEMAR DE LA COSTA		527,86	605,61	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	512,58	518,01	544,50	
EBSA S.A. ESP		569,59	581,14	
ELECTROHUILA S.A. ESP	514,34			674,77
EMCALI ESP		437,37		
EMGESA SA ESP		499,08	540,24	
ENERTOTAL S.A. ESP		1200,83	1170,30	
EPM S.A. ESP			574,10	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			651,82	
RENOVATIO S.A. ESP			584,54	
RUITOQUE S.A. ESP		599,53	581,00	570,61

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		501,36	
EMEVASI S.A. ESP	555,17		
EMGESA SA ESP		624,44	
EMSA S.A. ESP			605,10

<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.

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	666,21	641,03
EMGESA SA ESP		628,47
ENERTOTAL S.A. ESP		2071,97
RUITOQUE S.A. ESP		706,30

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL
AIRE	619,48	593,61
CARIBEMAR DE LA COSTA		596,06
EEP S.A. ESP		828,86
ENERTOTAL S.A. ESP		1721,14
EPM S.A. ESP		682,77

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO
CARIBEMAR DE LA COSTA	786,95
EMGESA SA ESP	737,20
ENERTOTAL S.A. ESP	2403,75

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AIRE		517,58			
CARIBEMAR DE LA COSTA		500,30	544,17		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	494,92	486,49	480,40	456,04	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			488,55		
EBSA S.A. ESP			553,89		
ECOPETROL ENERGIA			526,15		
EEP S.A. ESP	549,05	541,41	543,80	555,00	528,78
EMCALI ESP		582,06			
EMGESA SA ESP		493,49	522,60	611,33	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			630,52		
ENERMAS		538,97			
ENERTOTAL S.A. ESP		1651,81	1567,89		
EPM S.A. ESP	504,10	485,25	494,29	480,40	506,68
ESANT S.A. ESP				604,77	
GAP ENERGY			450,90		
GECELCA S.A. ESP			494,68		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			563,14		
RENOVATIO S.A. ESP		514,10	518,31		
RUITOQUE S.A. ESP		558,15	530,61	517,73	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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



EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR			455,40		
CARIBEMAR DE LA COSTA		464,48	469,23		507,19
CEDENAR S.A. ESP	559,23	302,00	304,22		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	477,41	470,15	470,29		
CEO S.A.S ESP		511,96	566,01	508,59	
CETSA S.A. ESP	490,35	481,07	471,19		
EEP S.A. ESP	514,96	499,30	508,66		
EMCALI ESP	553,35	507,21	516,96	522,05	496,28
EMEESA S.A. ESP		469,84	469,82		
EMGESA SA ESP		486,01	474,06		504,78
ENERTOTAL S.A. ESP		1736,46	1936,39		
EPM S.A. ESP		468,48		475,70	463,73
QI ENERGY		577,76			

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			445,79	
AIRE		502,16	535,48	
CARIBEMAR DE LA COSTA		460,85	521,61	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	485,78	466,60	461,84	485,67
CEMEX		408,83	408,97	
CODENSA S.A. ESP	499,03			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			467,01	
EBSA S.A. ESP	575,20	509,19	518,91	521,85
ECOPETROL ENERGIA			509,81	
EEP S.A. ESP		496,17	502,20	
ELECTROHUILA S.A. ESP	501,97			486,31
EMCALI ESP		505,08	512,38	488,17
EMGESA SA ESP	497,08	489,14	493,80	477,96
ENERMAS			515,34	
ENERTOTAL S.A. ESP		991,48	955,98	
EPM S.A. ESP	466,94	467,13	463,24	472,76
GAP ENERGY		454,05	480,99	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			425,12	
RENOVATIO S.A. ESP		514,12	504,90	
RUITOQUE S.A. ESP		495,12	493,63	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		472,61		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		486,25		518,22
DICELER S.A E.S.P			477,20	
ELECTROHUILA S.A. ESP		484,95	480,14	
EMCALI ESP		469,58		
EMGESA SA ESP		483,89		
EMSA S.A. ESP	615,29		523,50	
ENERCA S.A. ESP			595,79	
EPM S.A. ESP		444,84	469,71	439,84
RUITOQUE S.A. ESP		472,22		
VATIA S.A. ESP		487,50	494,31	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			475,52	
AIRE			514,95	
CARIBEMAR DE LA COSTA	528,53	505,83	507,05	542,88
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			458,85	
CEO S.A.S ESP			509,08	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			506,46	
EBSA S.A. ESP			525,59	
ECOPETROL ENERGIA			535,18	
EMCALI ESP			578,24	
EMGESA SA ESP			481,79	
EMSA S.A. ESP			526,19	
ENERTOTAL S.A. ESP			1832,01	
EPM S.A. ESP			487,22	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			546,59	
QI ENERGY			508,09	
RENOVATIO S.A. ESP			506,26	
RUITOQUE S.A. ESP			513,28	
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.			454,84	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			469,99	
AIRE	554,72	513,67	479,95	501,53
CARIBEMAR DE LA COSTA			461,82	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			435,33	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			503,34	
EEP S.A. ESP			559,99	
EMCALI ESP			575,09	
EMGESA SA ESP			480,14	
ENERTOTAL S.A. ESP			1630,29	
EPM S.A. ESP			487,33	
GAP ENERGY			490,40	
GECELCA S.A. ESP			538,02	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			578,33	
QI ENERGY			512,97	
RENOVATIO S.A. ESP			530,36	
RUITOQUE S.A. ESP			515,70	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	472,34
EMGESA SA ESP	524,00

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		573,91		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	589,45	601,97		
EMGESA SA ESP		594,79		718,63
ENERTOTAL S.A. ESP		637,85	2047,06	
EPM S.A. ESP		573,39		
RENOVATIO S.A. ESP		619,31		

Mínimo Máximo < CU SSPD

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR	381,56	381,38		
CARIBEMAR DE LA COSTA	414,55	454,52		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	389,10	382,70		
CEMEX		346,06		
ECOPETROL ENERGIA		429,35		
EEP S.A. ESP	443,00	450,25	474,52	457,41
EMCALI ESP	421,10			
EMEESA S.A. ESP		477,84		
EMGESA SA ESP	407,44	421,99		
ENERMAS		470,72		
ENERTOTAL S.A. ESP		1348,16		
EPM S.A. ESP	400,09	397,43	353,02	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	438,95	456,60		
QI ENERGY	482,70			
RUITOQUE S.A. ESP	425,35	437,46		
EPM S.A. ESP	466,94	467,13	463,24	472,76
GAP ENERGY		454,05	480,99	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			425,12	
RENOVATIO S.A. ESP		514,12	504,90	
RUITOQUE S.A. ESP		495,12	493,63	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR		393,78		
CEDENAR S.A. ESP		294,93	307,37	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	400,32	403,32		
CEO S.A.S ESP		461,54	456,05	
CETSA S.A. ESP		390,09		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	424,28	421,33		414,61
ECOPETROL ENERGIA	441,88			
EEP S.A. ESP	471,55	444,48		
EMCALI ESP	447,45	449,52	472,22	
EMEESA S.A. ESP	499,89	408,96		
EMGESA SA ESP	404,37	444,22		
ENERTOTAL S.A. ESP		1145,47		
EPM S.A. ESP	408,27	406,52		416,45
GAP ENERGY		486,48		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		410,23	
AIRE		442,13	
CARIBEMAR DE LA COSTA		490,15	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	436,49	414,61	513,06
CEMEX	371,71		
EBSA S.A. ESP	477,53	479,63	
ECOPETROL ENERGIA		476,82	
EMCALI ESP		460,83	
EMGESA SA ESP	449,45	442,68	
EPM S.A. ESP	424,65	427,63	419,91
GAP ENERGY	490,60		
GECELCA S.A. ESP		436,52	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	395,40	494,50	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		388,50	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	406,57	412,70	460,34
ECOPETROL ENERGIA		463,49	
EMCALI ESP		416,20	
EMGESA SA ESP	409,18	421,23	
EMSA S.A. ESP		455,18	
ENERCA S.A. ESP		543,69	
ENERMAS		444,71	
EPM S.A. ESP	401,91	409,67	393,57
GAP ENERGY		418,89	
ISAGEN S.A. ESP		399,30	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	492,82		
QI ENERGY	490,63		
VATIA S.A. ESP		432,40	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		388,50	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	406,57	412,70	460,34
ECOPETROL ENERGIA		463,49	
EMCALI ESP		416,20	
EMGESA SA ESP	409,18	421,23	
EMSA S.A. ESP		455,18	
ENERCA S.A. ESP		543,69	
ENERMAS		444,71	
EPM S.A. ESP	401,91	409,67	393,57
GAP ENERGY		418,89	
ISAGEN S.A. ESP		399,30	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	492,82		
QI ENERGY	490,63		
VATIA S.A. ESP		432,40	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AES CHIVOR		402,94
AIRE	452,01	449,37
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		367,88
ECOPETROL ENERGIA		460,33
EMGESA SA ESP		458,42
EPM S.A. ESP		412,78
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		480,97

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AES CHIVOR	506,29	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	442,93	
ECOPETROL ENERGIA	469,72	
EMGESA SA ESP	504,01	437,74
ENERTOTAL S.A. ESP		1309,24
EPM S.A. ESP	422,88	
GAP ENERGY	450,67	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	486,63	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		318,64	
ECOPETROL ENERGIA	394,75	396,79	
EPM S.A. ESP	355,77	354,38	310,81

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP	360,40	353,45
ECOPETROL ENERGIA		388,64
EPM S.A. ESP	342,62	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	402,57
EMGESA SA ESP	412,71
EPM S.A. ESP	346,26

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	406,35

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	469,95
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	389,87
ECOPETROL ENERGIA	427,31
EMGESA SA ESP	380,95



Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE





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



EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	432,69
EPM S.A. ESP	262,52

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL
CEMEX	291,39

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)**



**DEPARTAMENTO  
NACIONAL DE PLANEACIÓN**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios