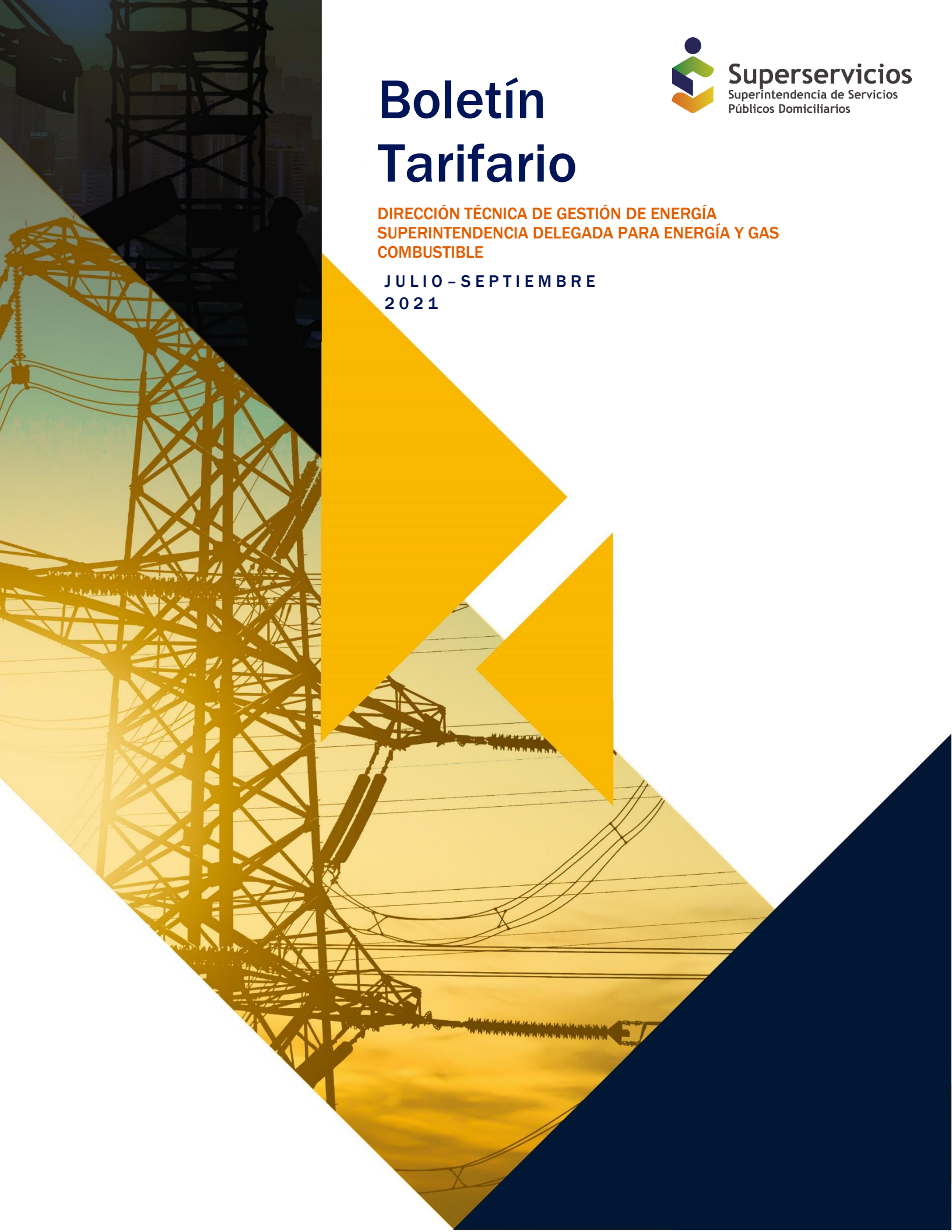


Boletín Tarifario

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

**JULIO - SEPTIEMBRE
2021**



Contenido

Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	3
Componente de generación	4
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	11
Componente de comercialización	14
Componente de Pérdidas	17
Componente de Restricciones	18
Opción Tarifaria	20
Tarifas aplicadas	21
Usuarios no regulados	23
Anexo 1	26
Anexo 2	31

Proyectó:
Diego Fernando Borda Tovar

Revisó
Ángela María Sarmiento Forero
Directora Técnica de Gestión de Energía

Aprobó:
Diego Alejandro Ossa Urrea
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible



Introducción

El boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad del OR y las tarifas de energía eléctrica durante el tercer trimestre de 2021 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. Finalmente se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presentan los datos detallados del resultado del presente análisis.

1. Actualidad tarifaria

Durante el tercer trimestre del 2021, no hubo por parte de la Comisión expedición de resoluciones relacionadas con la aprobación de ingreso regulado a los operadores de red bajo el marco de la Resolución CREG 015 de 2018. Con corte al trimestre, los operadores que se encuentran pendientes de aprobación son:

- Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía eléctrica del Departamento del Guaviare E.S.P.
- 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

Se indica también que a partir del 1 de julio de 2021 entraron en vigencia los formatos y formularios del capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 12515 de 2021, que, si bien son similares a los que estaban definidos en la Resolución SSPD 20155 de 2019, indicamos las principales diferencias:

- En el Formato T2 es posible reportar garantías del STR discriminadas por Norte y Centro Sur.

- Previendo que a partir del año 2022 el usuario tiene la posibilidad de escoger si se acoge o no a la opción tarifaria, las empresas ahora pueden reportar en los formatos T3 y T4 las tarifas calculadas bajo la metodología general y la metodología de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020.
- Se realizaron los ajustes pertinentes al Formato T6 del SUI para que se ajustara a los cambios en la metodología de la opción tarifaria conforme a la Resolución CREG 012 de 2020.
- Se realizaron los ajustes pertinentes al Formato T9 del SUI para que se ajustará a los últimos cambios regulatorios principalmente enfocados al componente de Generación.

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

Res. CREG/2021	Temática
082	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se define una regla transitoria para la aplicación de lo previsto en el artículo 44 de la Resolución CREG 091 de 2007 a usuarios de una ZNI sin prestador del servicio que son conectados al SIN"

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el tercer trimestre de 2021 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica para cada trimestre y así obtener el comportamiento del CU 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; 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 tercer trimestre de 2021 corresponden nuevamente a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 879,39 \$/kWh y 857,06 \$/kWh para los meses de julio y agosto, en los mercados Tolima y Caribe Sol respectivamente y, surge la empresa AIR-E S.A.S. E.S.P. con 861,49 \$/kWh también para agosto en el mercado Caribe Sol; 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 estas empresas es: para ENERTOTAL en el mercado Tolima en julio de 2021 el CU es de 1018,88 \$/kWh y en agosto es de 773,45 \$/kWh para los mercados Tolima y Caribe Sol respectivamente y para AIR-E en el mes de agosto en el mercado de Caribe Sol es de 597,79 \$/kWh.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el tercer trimestre de 2021 se encuentran en el mercado Bogotá - Cundinamarca por parte del comercializador RUITOQUE con valores de CU de 479,07 \$/kWh para julio, 476,67 \$/kWh para agosto y 475,22 \$/kWh para septiembre. La empresa RUITOQUE terminó la aplicación de la opción tarifaria en este mercado en el mes de julio de 2021.

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
RUITOQUE	CENTRO	565,34
ARAUCA	ORIENTE	573,82
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ORIENTE	585,70
BOYACA	ORIENTE	591,22
HUILA	ORIENTE	603,78
SANTANDER	CENTRO	607,52
CAQUETA	SUR	611,07
QUINDIO	CENTRO	612,68
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	614,00
CARIBE MAR	SIN ADD	615,45
CALDAS	CENTRO	616,61
META	SUR	617,24

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
CASANARE	SUR	618,79
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	618,85
GUAVIARE	SIN ADD	619,10
CHOCO	SIN ADD	621,64
PUTUMAYO	SUR	622,32
CARIBE SOL	SIN ADD	625,49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	627,93
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	627,97
TULUA	OCCIDENTE	628,56
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	630,52
PEREIRA	CENTRO	634,53
NARIÑO	OCCIDENTE	637,09
BAJO PUTUMAYO	SUR	647,97
CARTAGO	OCCIDENTE	651,24
CAUCA	OCCIDENTE	655,84
SIBUNDOY	SUR	771,72
TOLIMA	SIN ADD	788,71

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 a la información certificada por los prestadores en cumplimiento de los dispuesto en la Res. SSPD 12515 de 2021.

3. Componente de Generación (G)

Teniendo en cuenta el tamaño de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, para el análisis del componente de Generación se determinó agrupar a las empresas de acuerdo 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 Sistema Único de Información (SUI).

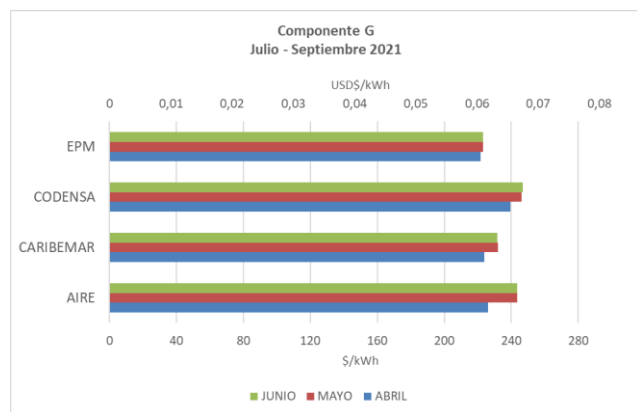


Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente que corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3844,29 \$/USD.

Grupo 1

El valor promedio para el tercer trimestre de 2021 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 233,47 \$/kWh, 13,37 \$/kWh por encima respecto al segundo trimestre de 2021 y representa un incremento del 6,075%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la empresa EPM para el mes de julio de 2021 con un valor igual a 221,74 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CODENSA con 247 \$/kWh para el mes de septiembre de 2021.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE	226,27	243,49	243,51
CARIBEMAR	223,95	232,25	231,69
CODENSA	239,52	246,06	247,00
EPM	221,74	223,15	223,03

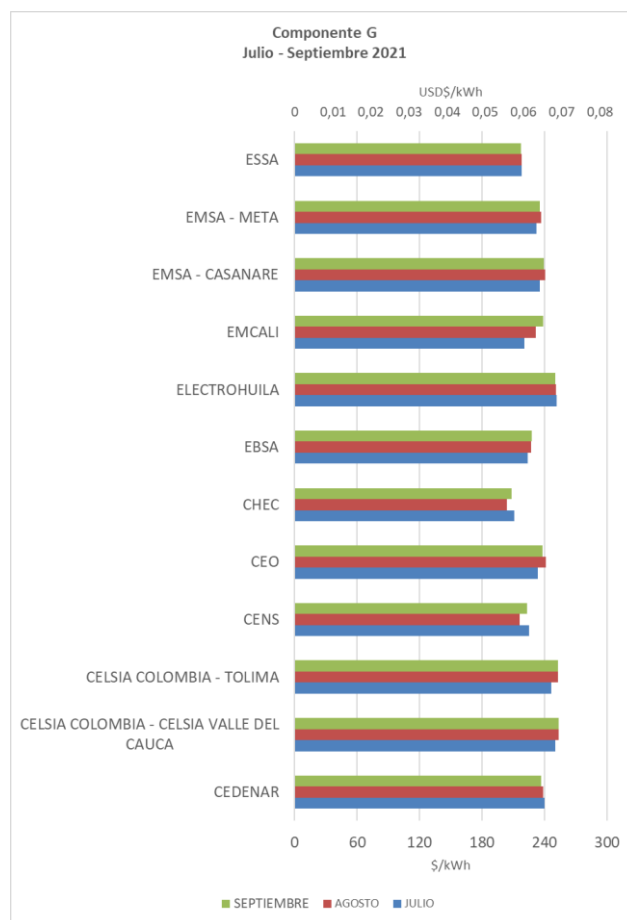


Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el tercer trimestre de 2021 corresponde a 233,85 \$/kWh, 1,6% por encima del promedio del segundo trimestre del año 2021. Con un valor de 203,88 \$/kWh, CHEC S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de agosto de 2021; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde nuevamente a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. en el mercado Celsia Valle del

Cauca para el mes de septiembre de 2021, con un valor igual a 253,71 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	239,80	238,31	236,94
A COLOMBIA - CELSIA VALLE DEL CAUCA	250,43	253,53	253,71
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	246,39	252,50	252,60
CENS	224,97	216,20	223,18
CEO	233,49	240,91	237,81
CHEC	210,83	203,88	208,43
EBSA	223,57	226,94	227,59
ELECTROHUILA	251,66	250,72	250,11
EMCALI	220,77	231,48	238,46
EMSA - CASANARE	235,44	240,32	238,92
EMSA - META	232,15	236,91	235,64
ESSA	217,80	217,74	217,50

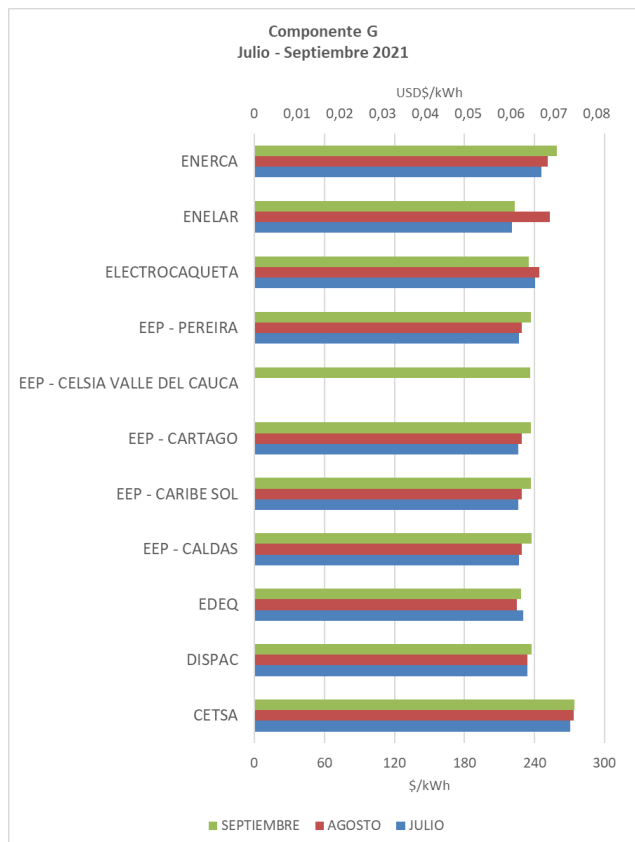


Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 238,25 \$/kWh, 2,66% por encima del promedio del segundo trimestre de 2021 equivalente a 6,19 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la Empresa Energía de Arauca E.S.P. para el mes de julio de 2021 igual a 220,73 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde nuevamente a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 274,31 para el mes de septiembre de 2021.



Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	270,37	273,49	274,31
DISPAC	233,66	233,82	237,22
EDEQ	230,02	225,00	228,28
EEP - CALDAS	226,42	229,34	237,49
EEP - CARIBE SOL	225,94	228,80	236,76
EEP - CARTAGO	226,22	229,07	237,13
EEP - CELSIA VALLE DEL CAUCA			236,46
EEP - PEREIRA	226,70	229,05	237,10
ELECTROCAQUETA	240,53	243,93	234,80
ENELAR	220,73	253,33	223,00
ENERCA	246,18	251,50	259,07



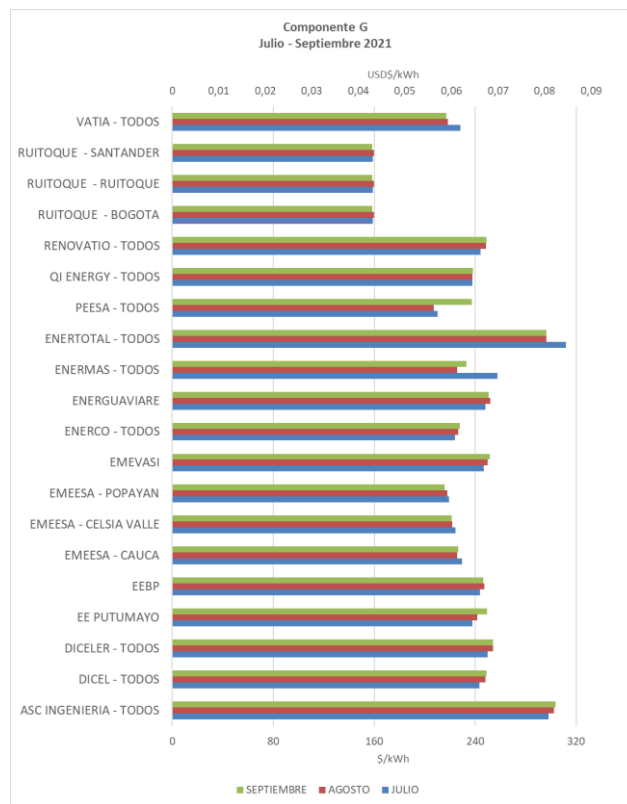
Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading 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., 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 231,21 \$/kWh, 0,17% por encima del promedio del segundo trimestre de 2021. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a RUITOQUE S.A.

E.S.P., con un valor igual a 158,57 \$/kWh para el mes de septiembre de 2021, mientras que el valor más alto lo publicó nuevamente ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el mes de julio con un valor promedio en el componente de 311,94 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA - TODOS	298,18	302,15	303,79
DICEL - TODOS	243,17	247,88	248,96
DICELER - TODOS	249,87	254,07	254,24
EE PUTUMAYO	237,91	241,64	249,14
EEBP	243,63	247,32	246,37
EMEESA - CAUCA	229,46	225,77	226,53
EMEESA - CELSIA VALLE	224,53	221,93	221,41
EMEESA - POPAYAN	219,15	217,73	215,83
EMEVASI	246,66	249,92	251,31
ENERCO - TODOS	223,78	226,58	227,82
ENERGUAVIARE	248,25	251,97	250,49
ENERMAS - TODOS	257,63	225,61	232,79
ENERTOTAL - TODOS	311,94	296,17	296,14
PEESA - TODOS	210,36	207,14	237,10
QI ENERGY - TODOS	237,66	237,72	238,17
RENOVATIO - TODOS	244,10	248,48	248,76
RUITOQUE - BOGOTA	158,87	159,75	158,57
RUITOQUE - RUITOQUE	158,94	159,82	158,64
RUITOQUE - SANTANDER	158,87	159,76	158,58
VATIA - TODOS	228,13	218,20	217,11



Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

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 tercer trimestre de 2021, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 90,45%, 4,97% por encima respecto al segundo 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 α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado (variable M_c)¹.

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007² define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

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

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

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

Nótese que este nuevo G^* se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. Así las cosas, de manera inicial puede extraerse del presente análisis que cuando 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 generará

una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α . En contraparte, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador Minorista se encuentra por encima de la variable M_c para un mes en particular, se tendrá una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α .

Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable P_c de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este 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, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado³.

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

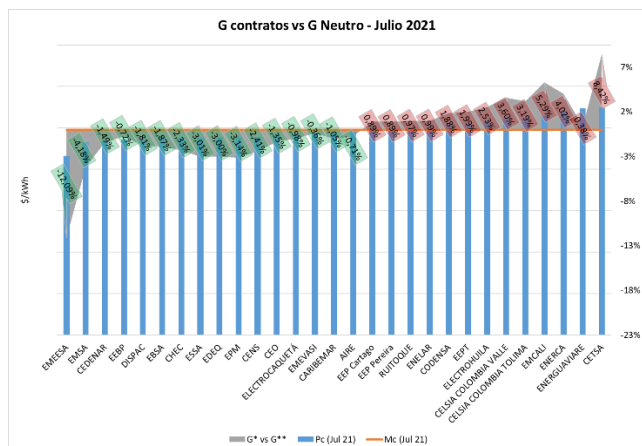
Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del tercer trimestre del año 2021, de la variable $G^*_{m,i,j}$ de contratos respecto a la variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para un usuario regulado 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.

¹ Teniendo en cuenta que el presente análisis sólo contempla el impacto de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y dado que las compras en bolsa se trasladan en su totalidad al usuario final, para efectos de lo acá contenido no se tendrá en consideración lo correspondiente a las compras de energía en bolsa con destino al mercado regulado.

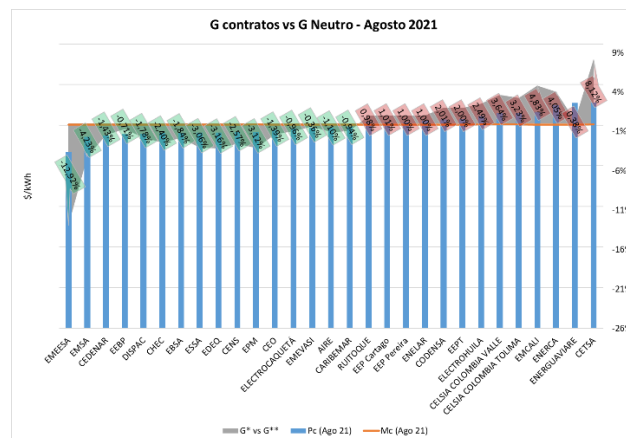
² Se aclara que, aunque la fórmula tarifaria fue modificada por la Res. CREG 129 de 2019, aún no se cuenta con la liquidación de contratos de largo plazo, por lo que por facilidad se usa la fórmula anterior.

³ Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable P_c de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable M_c para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.

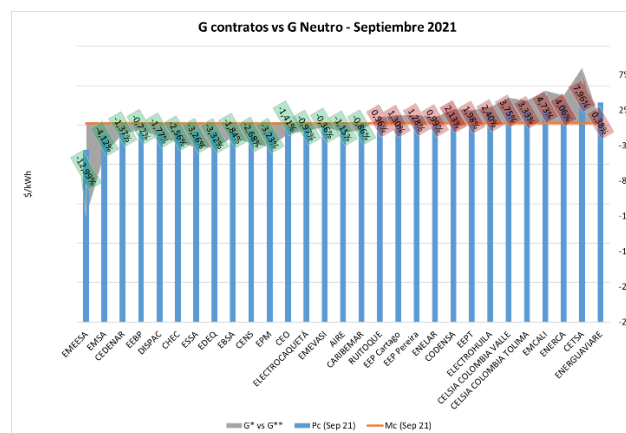


Como se observa, para el mes de julio de 2021 es posible identificar qué Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. continúa presentando el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 12,09% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo P_c presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 12,09% menor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, CETSA, para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 8,42% 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 8,42% mayor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . La anterior situación se debe a que la empresa no tiene exposición en bolsa y su alfa es igual a 0,839, por lo que el 83,9% de su P_c se transfiere al G de contrato y el 16,1% proviene del M_c .

Para el mes de agosto de 2021, Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 12,92% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, CETSA presentó nuevamente el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 8,12% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; y que corresponde al porcentaje de aumento más alto.



Finalmente, para el mes de septiembre de 2021 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 12,99% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 0,38%.



En general, 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 no sólo existe una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , sino que además, al contrastar este caso con el contrafactual propuesto, el usuario estará percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a una disminución en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

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 presentará una pérdida en función de la diferencia entre estas variables



y el factor de ponderación α , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a un alza en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

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

Finalmente, 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:

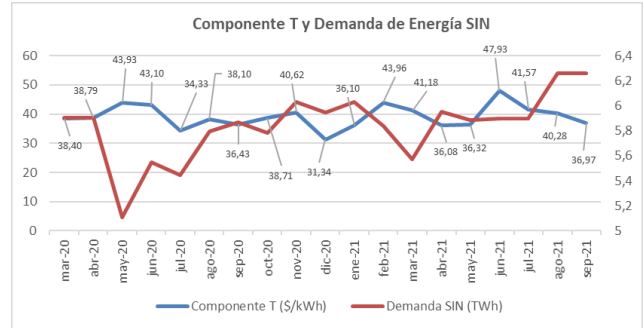
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
Qc Prom (%)	90,68%	90,87%	89,79%
Pb Prom (\$/kWh)	93,39	139,74	96,18
Pc Prom (\$/kWh)	247,32	250,45	251,82

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. Comportamiento que se vio reflejado en el segundo trimestre 2020, donde la demanda disminuyó y el comportamiento del componente fue creciente; esto debido a que, la demanda continuó bajando hasta alcanzar el menor valor en el mes de mayo con una disminución de aproximadamente 793.584 millones de kWh con respecto a abril de 2020, lo que significó un incremento de 5,13 \$/kWh, no obstante, para finales del trimestre la demanda incremento 437.291 millones de kWh lo que significaría una disminución de 4,35 \$/kWh, sin embargo, para este mes se evidenció un ΔT de 5,28\$/kWh, influyendo significativamente en el comportamiento del componente. Las variaciones en la demanda, se deben a las medidas de aislamiento preventivo decretadas por el gobierno nacional, con el fin de mitigar el contagio por COVID-19.

Para el tercer trimestre 2020, se evidencia que la demanda continua con una tendencia creciente hasta alcanzar 5.864 millones de kWh aproximadamente en el mes de septiembre, esto debido a las medidas de apertura de diferentes sectores en el país en el marco de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

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 incremento y los ingresos presentaron una tendencia estable, la aplicación de ajustes o ΔT 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 ΔT 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 presentado en el cuarto trimestre de 2020, el mayor valor se presentó en el mes de febrero de 2021, siendo este el muy similar al presentado en el mes de mayo de 2020. Sin embargo, dicho incremento adicional a la disminución en la demanda, se debe a la aplicación de ΔT calculados por el LAC.

Los ajustes o ΔT 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, se presentó un incremento de aproximadamente 11 \$/kWh.

Ya para este tercer trimestre, 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.

En promedio los ajustes o ΔT calculados por el LAC estuvieron en -0,36 \$/kWh, donde el mayor valor se presentó en el mes de agosto de 2021 con 8,34 \$/kWh y el menor en el mes de mayo con un valor de 0,469 \$/kWh.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “Liquidación STN – soporte facturación STN”, se evidenció que los ajustes aplicados en el tercer trimestre de 2021 se deben a las siguientes causales.

Julio de 2021

- Ajuste a la facturación STN de enero de 2021. i) Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste a la facturación STN de mayo de 2021 i) Modificación en la demanda real del STN. ii) Modificación de PAOMR de DISTASA S.A. E.S.P.

Agosto de 2021

- Ajuste a la facturación STN de junio de 2021. i) Modificación en la demanda real del STN. ii) Modificación en la energía transportada del STN. iii) Modificación en los rendimientos financieros correspondientes al mes de junio de 2021 para los agentes del STN y STR.

Septiembre de 2021

- Ajuste a la facturación STN de julio de 2021. i) Modificación en la demanda real del STN.

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 agosto de 2021 con \$ 249.040 millones y su menor valor se presentó en el mes de septiembre con un valor de \$ 242.536 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el segundo trimestre de 2021 cuyo promedio fue de 224.521 millones de pesos.

Estos incrementos se deben principalmente a un aumento en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Res. CREG 022 DE 2001). A continuación, se presenta la descripción de los proyectos que presentaron retrasos y el responsable, tenidos en cuenta por XM en la liquidación de los cargos estimados del STN para el tercer trimestre de 2021⁴.

Julio de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 342.420.196
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 228.876.461

Agosto de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 233.766.527
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 349.746.894

⁴ Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de enero, febrero y marzo de 2021.



Septiembre de 2021

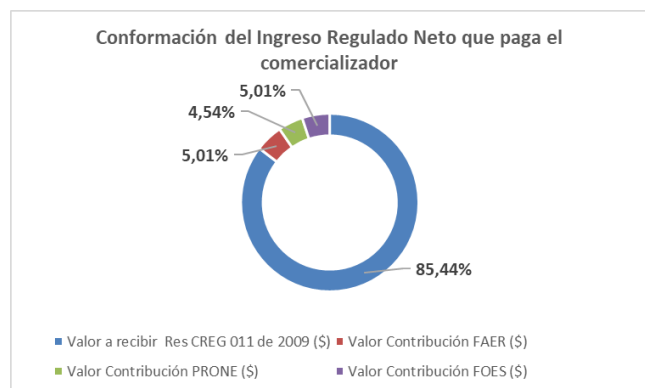
Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2014	\$ 6.692.033.579
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 347.005.033
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 231.933.900

El comportamiento de la demanda presentó un comportamiento al aumento entre los meses de julio y agosto. Estos aumentos fueron de 358,22 millones de kWh en agosto respecto a julio y de 1,96 millones de kWh en septiembre respecto a agosto.

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

	jul-21	ago-21	sep-21
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	243.789.346.675	249.040.483.347	242.536.926.109
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.897.694.817	6.255.914.947	6.257.883.892
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	0,234654	0,469853	-1,79058
Componente T (\$/kWh)	41,57	40,28	36,97

En promedio para el tercer trimestre de 2021, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE de la siguiente manera:



5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y

⁵ 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.

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)⁵ 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 Distribución⁶.

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado “DtUN”, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con información reportada por cada una de las empresas para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es calculado por el LAC. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología CREG 097 de 2008 o el cargo por uso publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 23 empresas que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: EPM, CHEC, EDEQ, ESSA, CENS, CEO, CEDENAR, CELSIA COLOMBIA OR Celsia Valle del Cauca, CELSIA COLOMBIA OR Tolima, CETSa, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR, RUITOQUE, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, AIRE, CARIBEMAR DE LA COSTA, EE PUTUMAYO y ELECTROHUILA.

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

⁶ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.: Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre; ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.



Componente de Distribución (DtUN) \$/kWh

ADD	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CENTRO	231,74	224,31	226,43
OCCIDENTE	227,17	222,33	217,17
ORIENTE	195,26	193,68	195,39
SUR	235,52	235,51	237,76
SIN ADD			
DISPAC S.A. ESP	136,29	149,31	149,08
AIR-E S.A.S. E.S.P.	135,58	135,57	108,54
CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	164,38	161,99	132,62
ENERGUAVIARE ESP	174,27	174,80	175,40
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.- TOLIMA	337,32	339,00	338,95

Para el tercer trimestre de 2021, el valor más alto se presentó en agosto de 2021 para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 339 \$/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 y se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas 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 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 108,54 \$/kWh en el mes de septiembre de 2021.

Debe tenerse presente que con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, a partir de mayo de 2019 no se están 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 Res. CREG 036 de 2019 que modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG 015 de 2018). En la actualidad, para las empresas que ya se

encuentran en el nuevo esquema, el LAC inició con el cálculo de estas compensaciones.

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:

Operador de Red	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	11,32	11,47	11,53
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	2,80	2,84	2,85
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	-0,14	-0,14	-0,14
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	8,18	8,29	8,34
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	5,54	5,61	5,64
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	10,32	10,46	10,59
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	6,90	6,99	6,23
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	3,69	3,74	3,76
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	-7,59	-7,69	-7,73
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	4,69	4,75	4,83
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	0,18	0,19	0,16
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	0,00	0,00	0,00
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	0,00	0,00	0,00
RUITOQUE S.A. E.S.P.	-59,06	-59,85	-60,17
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	0,00	0,00	0,00
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	-3,85	-3,90	-3,86
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	-5,35	-5,42	-5,38
CODENSA S.A. ESP	6,28	6,37	6,40
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P	2,62	2,66	3,06
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	4,20	7,03	7,07
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	-0,38	-0,39	-0,39
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	0,00	0,00	0,00
AIR-E S.A.S. E.S.P.	0,00	0,00	0,00

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 ($IngPC_{ORi}$) y el indicador SAIDI, con el fin de evaluar la relación existente entre estas dos variables. Es importante aclarar que el indicador SAIDI corresponde al promedio de los meses de marzo, abril y mayo de 2021 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente, las liquidaciones de ingresos tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4.

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y/o del aplicativo INDICA de XM; y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD 8055 de 2010. También se aclara que para las empresas cuyo SAIDI no haya sido reportado o que la SSPD 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.



Así las cosas, la variable $IngOR_j$, calculado para nivel de tensión 1, fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del tercer trimestre de 2021 (julio, agosto y septiembre).

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del Operador de Red, 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 julio de 2021, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de mayo de 2021.

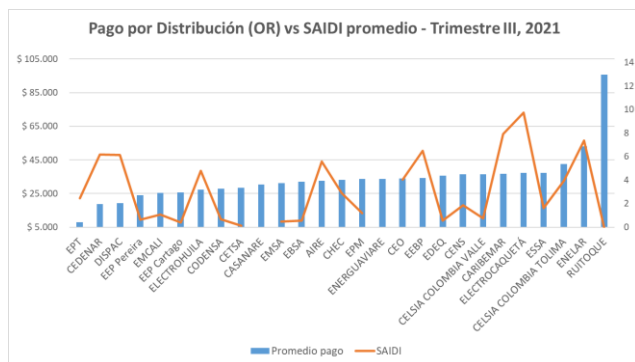
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2021 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_j_TIII(NT_1)}{No._de_usuariosOR_j_TIII(NT_1)}$$

Donde:

- $IngOR_j_TIII(NT_1)$: Ingresos promedio del OR, para el tercer trimestre del año 2021 en nivel de tensión 1.
- $No._de_usuariosOR_j_TIII(NT_1)$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del tercer trimestre del año 2021.

Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo (eje primario) y contrastarlo contra el indicador SAIDI (eje secundario), 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 (\$ 98.600) pero con un promedio de SAIDI de 0 horas y a la empresa EE PUTUMAYO con el ingreso por usuario más bajo (\$ 7.977) pero con un SAIDI, si bien no el más alto entre las empresas analizadas, tiene el puesto 14 de 27 con 2,46 horas. Para el mes de septiembre de 2021, el ingreso del OR EE Putumayo fue de -282.279.650 COP.

El SAIDI promedio más alto lo presentó ELECTROCAQUETÁ con un valor de 9,73 horas y un ingreso por usuario de \$ 37.144.

De acuerdo con la información utilizada, AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA presentan SAIDIs promedio de 5,57 horas y 7,93 horas respectivamente con ingresos por usuario promedio de \$ 32.565 y \$ 36.723 encontrándose cerca del promedio de ingresos por usuario de todos los OR analizados. Promedio simple del ingreso promedio igual a \$33.719.

Para los casos de los OR Casanare y Energuaviare, no se cuenta con la información del indicador SAIDI y obedece a que, para la fecha de consulta de la información, no habían realizado los reportes al LAC.

Sistema de Transmisión Regional STR

De acuerdo con la regulación, el Sistema de Transmisión Regional (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, fueron conformados a través de la Resolución CREG 029 del 2003 donde se creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur).

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:



		jul-21	ago-21	sep-21
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)		
	B	51.401.357.214	52.087.476.451	52.369.274.094
	C	Compensación total - CAL (COP)		
	A - B - C	41.563.121	357.897.236	177.583.325
	D	Compensación total - PPA o VTG (COP)		
	E	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)		
	F	51.359.794.093	51.729.579.215	52.191.690.769
(D/E) + F	ENERGÍA DEL STR (kWh)			
	1.526.095.359	1.645.140.109	1.600.774.191	
	ΔSTR (\$/kWh)			
	0,011909	0,029145	0,036156	
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)			
	33,6663	31,4730	32,6402	

Para el tercer trimestre de 2021, se evidencia un incremento en el cargo CD4 de 6,7 \$/kWh en julio de 2021 respecto a junio 2021, y posterior disminución en agosto; lo anterior, está relacionado con variaciones en las demandas del STR Norte ya que el ingreso mensual neto, si bien se incrementó mes a mes, se considera que no presentó cambios significativos salvo las afectaciones por compensación.

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

		abr-21	may-21	jun-21
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)		
	B	110.906.016.827	112.660.631.677	115.394.554.763
	C	Compensación total - CAL (COP)		
	A - B - C	177.872.216	376.597.108	124.546.544
	D	Compensación total - PPA o VTG (COP)		
	E	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)		
	F	174.819.299	416.372.805	426.270.037
(D/E) + F	ENERGÍA DEL STR (kWh)			
	110.553.325.312	111.867.661.764	114.843.738.182	
	ΔSTR (\$/kWh)			
	4,233.378.396	4,077.959.987	3,995.373.036	
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)			
	0,132671	0,059818	0,138023163	
	26,2474	27,4921	28,8822	

A diferencia del STR NORTE, el cargo CD4 disminuyó mes a mes en un promedio de 0,86 \$/kWh. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en agosto de 2021 respecto a julio de 2021, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR CELSIA COLOMBIA (Tolima), CENS y ENELAR calculada para agosto. Por ejemplo, CELSIA COLOMBIA pasó de compensar \$ 15,874 millones en julio a \$113,589 millones en agosto. Para el mes de septiembre de 2021, se presentó un incremento en la compensación del OR CEO pasando de \$ 0 a \$ 131 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:

	Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
JULIO	HLAD	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	244.958.805
	EMSD	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	181.311.232
AGOSTO	HLAD	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	249.512.411,00
	EMSD	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	184.681.676,00

	Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
SEPTIEMBRE	HLAD	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	209.507.399,00
	EMSD	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	185.680.819,00

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

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas un eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada para la conversión del valor del componente 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 3844,29 \$/USD\$.

Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó un crecimiento de 10,18% respecto al segundo trimestre de 2021 pasando de 74,60 \$/kWh a 82,20 \$/kWh. El menor



valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 52,72 \$/kWh, en el mes de julio. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIRE, con un valor de 122,54 \$/kWh, en el mes de septiembre.

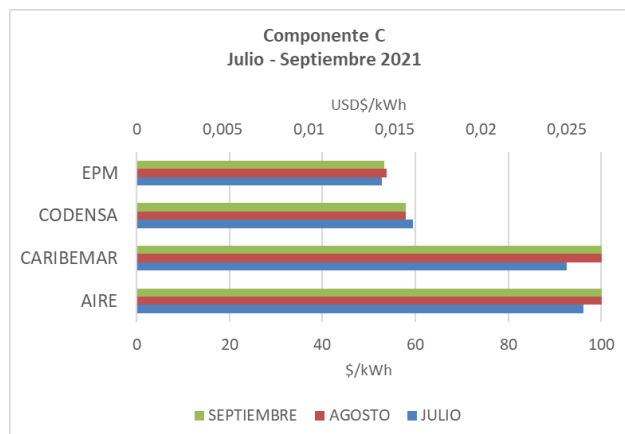
El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales y costo base de comercialización y, como se mencionó al inicio del Boletín Tarifario, para los mercados de comercialización Caribe Mar y Caribe Sol fueron modificados por medio de la Res. CREG 188 de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

Adicionalmente, estas dos empresas presentan el porcentaje de prima de riesgo de cartera a reconocer por atención a usuarios en áreas especiales (RCAE) más alto del grupo, diferencia de hasta 16 puntos porcentuales por encima del aprobado a Empresas Públicas de Medellín E.S.P., que también atiende usuarios en áreas especiales.

Las modificaciones anteriores, generan un impacto significativo en el cálculo del componente (incrementándolo aproximadamente 20 \$/kWh) ya que iniciaron a aplicar en el mes de noviembre de 2020.

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 Δ GT retrospectivo contemplado en la Resolución CREG 010 de 2020. De acuerdo con lo informado por las empresas, para el NT1 con propiedad de activos de OR los Δ GT retrospectivos que serán aplicados por 12 meses a partir del julio de 2021 ascienden a 58,53 \$/kWh para CARIBEMAR DE LA COSTA y 99,06 \$/kWh para AIRE.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE	96,08	117,58	122,54
CARIBEMAR	92,53	111,48	110,83
CODENSA	59,41	58,00	57,95
EPM	52,72	53,87	53,35

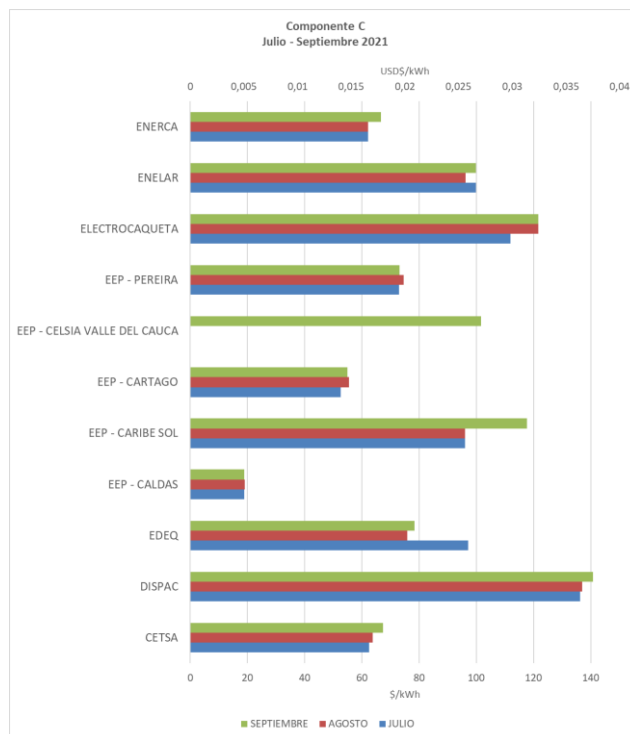
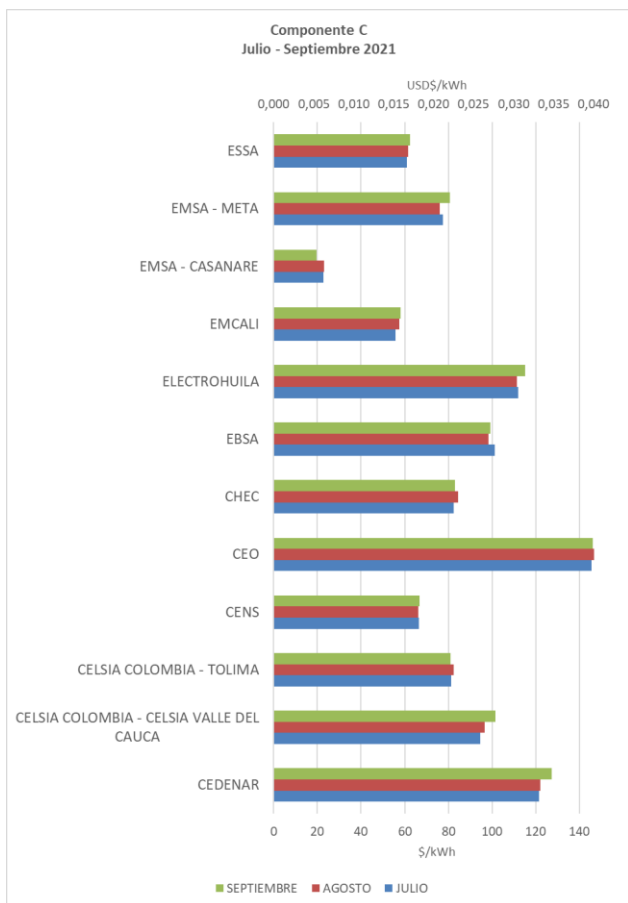


Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 85,81 \$/kWh para el tercer trimestre de 2021, estando por encima del promedio del segundo trimestre en 2,24 \$/kWh. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de septiembre con un valor igual a 19,65 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en el mismo mes, con un valor de 146,80 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	121,40	122,18	127,30
A COLOMBIA - CELSIA VALLE DEL C...	94,47	96,46	101,61
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	81,27	82,41	80,89
CENS	66,60	66,32	66,76
CEO	145,66	146,80	146,23
CHEC	82,33	84,35	83,02
EBSA	101,38	98,48	99,30
ELECTROHUILA	112,03	111,33	115,05
EMCALI	55,67	57,38	58,02
EMSA - CASANARE	22,87	22,97	19,65
EMSA - META	77,36	76,14	80,55
ESSA	61,03	61,63	62,41

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 empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el volumen en ventas en áreas especiales; por lo anterior, generan un impacto en el valor final del Componente de Comercialización.



Grupo 3

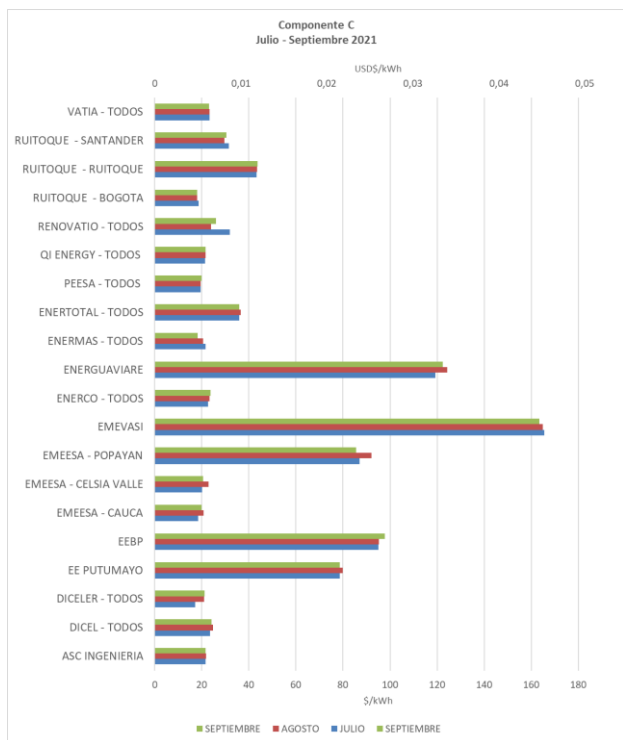
En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el tercer trimestre de 2021 de 82,37 \$/kWh. Para el mes de septiembre de 2021 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 18,84 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de septiembre de 2021 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 140,77 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	62,54	63,86	67,45
DISPAC	136,27	136,94	140,77
EDEQ	97,15	75,84	78,37
EEP - CALDAS	18,86	19,05	18,84
EEP - CARIBE SOL	96,05	96,08	117,58
EEP - CARTAGO	52,69	55,56	55,01
EEP - CELSIA VALLE DEL CAUCA			101,61
EEP - PEREIRA	73,05	74,60	73,14
ELECTROCAQUETA	111,83	121,70	121,54
ENELAR	99,85	96,24	99,85
ENERCA	62,19	62,24	66,59

Grupo 4

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

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA	21,73	21,84	21,67
DICEL - TODOS	23,45	24,74	24,24
DICELER - TODOS	17,29	20,99	21,14
EE PUTUMAYO	78,62	79,84	78,59
EEBP	95,07	95,21	97,85
EMEESA - CAUCA	18,38	20,78	19,88
EMEESA - CELSIA VALLE	20,22	22,82	20,58
EMEESA - POPAYAN	87,06	92,11	85,53
EMEVASI	165,46	164,92	163,49
Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ENERCO - TODOS	22,76	23,29	23,75
ENERGUAVIARE	119,35	124,31	122,46
ENERMAS - TODOS	21,54	20,51	18,32
ENERTOTAL - TODOS	35,99	36,58	35,85
PEESA - TODOS	19,52	19,53	19,85
QI ENERGY - TODOS	21,39	21,58	21,61
RENOVATIO - TODOS	32,00	24,01	26,04
RUITOQUE - BOGOTA	18,76	18,08	17,96
RUITOQUE - RUITOQUE	43,39	43,43	43,76
RUITOQUE - SANTANDER	31,47	29,60	30,39
VATIA - TODOS	23,28	23,23	23,08



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 46 \$/kWh para el tercer trimestre de 2021. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa DICELER S.A. E.S.P., con un valor igual a 17,29 \$/kWh en el mes de julio; 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.

Componente de Pérdidas (PR) \$/kWh

Componente PR (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE	247,24	278,35	276,25
ASC INGENIERIA	49,65	50,04	49,80
CARIBEMAR	183,93	186,30	203,58
CEDENAR	45,04	43,90	43,16
CELSIA COLOMBIA*	62,77	62,42	61,84
CENS	59,56	56,79	57,60
CEO	59,45	59,95	58,71
CETSA	49,24	48,76	48,43
CHEC	43,01	41,16	41,40
CODENSA	52,66	48,49	48,14
DICEL*	69,11	69,73	71,42
DICELER*	171,63	170,33	183,01
DISPAC	61,44	60,74	61,06
EBSA	51,45	49,60	49,13
EDEQ	45,59	43,98	44,03
EE PUTUMAYO	46,00	45,80	46,40
EEBP	46,95	46,73	45,94
EEP*	69,67	88,31	85,32
ELECTROCAQUETA	46,44	37,72	44,02
ELECTROHUILA	48,32	66,93	66,16
EMCALI	42,73	43,41	44,00
EMEESA*	48,80	47,63	46,99
EMEVASI	47,47	47,16	46,73
EMSA*	45,32	45,31	44,44
ENELAR	43,64	48,24	42,61
ENERCA	47,41	47,45	48,03
ENERCO*	68,03	82,81	86,58
ENERGUAVIARE	47,74	47,52	46,60
ENERMAS*	54,31	46,63	47,32
ENERTOTAL*	76,67	85,51	87,33
EPM	47,80	47,19	46,69
ESSA	50,27	49,31	48,64
PEESA*	60,12	59,45	66,54
QI ENERGY*	64,88	64,52	65,84
RENOVATIO*	73,22	73,95	74,07
RUITOQUE*	35,91	33,93	33,24
VATIA*	55,28	60,14	61,10

* El valor de PR mostrado corresponde al promedio simple de los mercados que atiende.

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó RUITOQUE en el mes de septiembre de 2021 con 33,24 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de agosto de 2021 para la empresa AIRE con 278,35 \$/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 Res. CREG 015 de 2018, lo anterior debido a que la metodología en mención remunera los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía que se efectúa a través de la variable CPROG en este componente. De acuerdo con la regulación, la remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y



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

A continuación, nos permitimos mostrar los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los Operadores de Red que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el tercer trimestre 2021:

Operador de Red	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	2,82	1,26	1,27
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	5,70	5,69	5,72
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	0,00	0,00	0,00
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	4,51	4,50	4,54
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	3,25	3,23	3,24
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. (Tolima)	6,21	6,23	6,29
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. (Valle del cauca)	3,79	3,88	3,93
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4,44	4,45	4,49
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	0,50	0,50	0,50
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	4,99	5,00	5,07
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	2,56	2,59	2,62
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	0,00	19,42	19,61
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	3,29	3,29	3,32
RUITOQUE S.A. E.S.P.	0,00	0,00	0,00
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	0,00	5,43	5,76
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. (Pereira)	6,33	6,37	6,44
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. (Cartago)	7,32	7,36	7,43
CODENSA S.A. ESP	7,89	3,57	3,60
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	8,84	8,90	9,01
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	23,97	24,07	24,38
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	6,02	6,15	6,21
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	0,00	0,00	19,40
AIR-E S.A.S. E.S.P.	0,00	0,00	23,33

Fuente: Formatos SUI

Así mismo, de conformidad con la aplicación de la Resolución CREG 010 de 2020 para los comercializadores que presten el servicio de comercialización en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar, se debe aplicar al componente de Pérdidas un valor de ΔGT 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 ΔGT 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.

El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Res. CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía de este correspondientes al mes m-1.

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga⁷, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 y 063 de 2020, y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este tercer trimestre de 2021, corresponden al 100,02% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 0,02%.

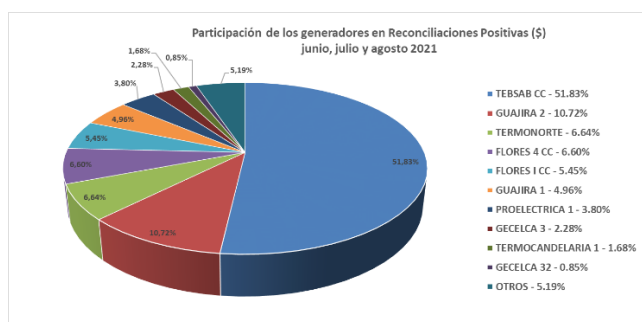
Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

⁷ En la actualidad los saldos de este rubro son iguales a cero, sin embargo, se mencionan dado que esta variable es incluida por el ASIC en los archivos de liquidación.



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

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de junio, julio y agosto de 2021:



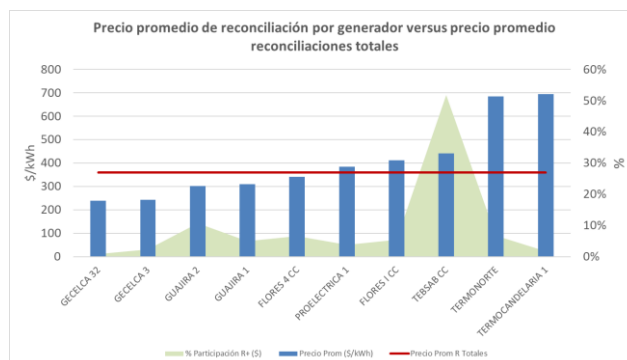
*CC: Ciclo combinado

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2021, se puede evidenciar que generadores como Tebsa, Flores 4 y Guajira 2 continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas \$; sin embargo, para el tercer trimestre 2021, salen Guajira 1 y Proeléctrica 1-3 del top 5 e ingresaron Termonorte y Flores 1. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 51,14% de las mismas, valor cercano a la participación del trimestre anterior.

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 junio, julio y agosto de 2021. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la siguiente gráfica pueden observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio

promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 95% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.



*CC: Ciclo combinado

Para el tercer trimestre, el recurso con mayor participación corresponde a Tebsa con 51,54% con un precio promedio de 80,24 \$/kWh por encima al precio promedio de 359,61 \$/kWh; mientras que, Termocandelaria 1 es el penúltimo generador en participación (1,68%) pero con el precio promedio más alto igual a 693,83 \$/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 octubre de 2020 a septiembre de 2021, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta una tendencia creciente.

Ahora bien, en la gráfica se puede evidenciar que el mayor valor del componente durante el año 2020, se presentó en el mes de octubre con un valor de 30,49 \$/kWh; Sin embargo, a partir del mes de noviembre y hasta el mes de marzo de 2021 se evidencia una tendencia decreciente, alcanzando un valor de 13,14 \$/kWh.

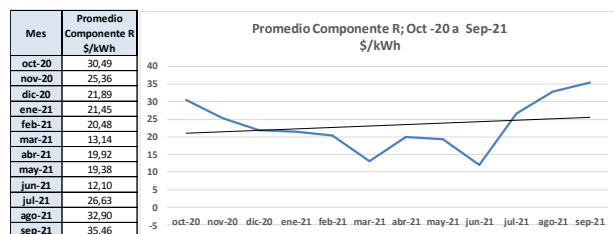
Para el segundo trimestre 2021, se observa una caída en el precio del componente en el mes de julio alcanzando un valor de 12,10 \$/kWh. Lo anterior, se debe a un incremento en los alivios aplicados a las restricciones alcanzando un valor de 93.630 millones de pesos en el mes de mayo de 2021.

En este 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.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de junio, julio y agosto de 2021 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre de 2021.



De igual forma, dentro del componente de restricciones, aparte de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. Para el tercer trimestre 2021 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 Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 8,36% 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 77 millones en el trimestre.

Si bien en el trimestre anterior, específicamente para el mes de mayo de 2021, se inició con la inclusión de un nuevo concepto relacionado con la Res. CREG 207 de 2020, el cual reconoce el esquema para adelantar la auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de gas

combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores con un valor de 129 millones de pesos aproximadamente, para este trimestre el valor fue de 0 pesos.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 11,28% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. 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 6,8 millones de pesos, lo que representa una participación de 7,87% de los alivios trasladados a la demanda.

Finalmente, para el tercer trimestre de 2021, se evidencia un alivio por ejecución de garantías por un valor total de 69,8 millones de pesos aproximadamente y una participación del 80,84% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el tercer trimestre de 2021 y corresponde a los meses julio, agosto y septiembre de 2021.

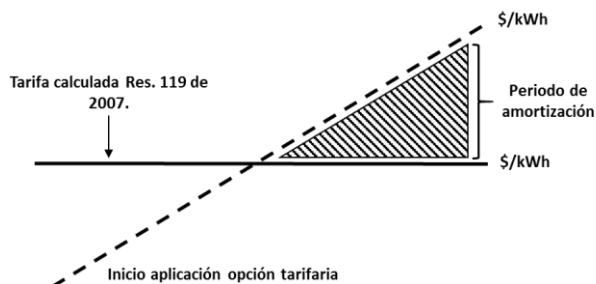
Concepto	Valor en pesos
+ TotalRestricciones (\$)	474.123.890.787
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	77.233.292
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 207 /2020: Auditoria plantas termicas precios gas (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	43.281.698.273
Total Restricciones asignadas	517.482.822.352
- Rentas de congestión (\$)	9.755.203
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	69.888.903
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	6.806.929
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	86.451.035
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	517.396.371.317

9. Opción Tarifaria

La metodología de Opción tarifaria establecida en la Res. CREG 012 de 2020, ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado.



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



Ahora bien, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las medidas de aislamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Resolución CREG 058 de 2020, en la cual obliga a los comercializadores del servicio de energía eléctrica a aplicar la metodología de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes.

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

Vale la pena aclarar sobre la finalización de una opción tarifaria, que, conforme a los pronunciamientos de la CREG, se entiende de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020, que cuando la metodología para el cálculo de CU de opción tarifaria opta por el primer factor de la fórmula (Costo cobrado en el mes anterior más el PV) la empresa continúa en opción mes a mes ya que no puede recuperar su Saldo Acumulado en una sola cuota (mes).

En el momento en que la metodología arroja el resultado por el segundo factor (CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007 más el saldo acumulado),

se entiende que este es el último mes de aplicación de la opción tarifaria, dado que el prestador puede recuperar la totalidad del saldo acumulado en una sola cuota.

En caso de que existan diferencias entre lo calculado y lo cobrado, dichas diferencias no serán objeto de reliquidaciones posteriores, y se entienden como parte del riesgo del comercializador (a favor o en contra).

Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Res. CREG 012 de 2020, para este tercer trimestre de 2021, 28 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 Res. CREG 119 de 2007 y el de la Res. CREG 012 de 2020.

A continuación, nos permitimos mostrar los saldos acumulados (SA) reportados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución 20155 de 2019 y su modificación, por cada uno de los comercializadores de energía con corte al mes de septiembre de 2021:

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
RUITOQUE S.A. E.S.P.	-762.844
ENERCO S.A. E.S.P.	133.639.785
RENOVATIO TRADING AMERICAS SAS ESP	219.544.989
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	349.567.862
QI ENERGY SAS ESP	504.842.310
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	574.341.676
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	782.790.275
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	1.019.216.938
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	1.056.524.605
DICELER S.A E.S.P.	1.219.117.364
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	2.072.786.282

Nota: Saldos Acumulados a septiembre 2021. Todos los niveles de tensión

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	3.079.211.192
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	8.475.872.583
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	9.893.666.896
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	13.097.125.394
VATIA S.A. E.S.P.	13.762.118.158
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	14.518.884.394
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	18.339.883.167
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	26.893.710.712
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	39.093.458.565
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	40.201.930.263
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	41.963.123.331
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	46.212.264.450
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	75.482.788.222
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	191.661.551.037
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	208.843.503.411
AIR-E S.A.S. E.S.P.	236.249.414.782
CODENSA S.A. ESP	266.895.562.940

Nota: Saldos Acumulados a septiembre 2021. Todos los niveles de tensión



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 tercer trimestre de 2021) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular⁸.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	582,41
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	586,83
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	592,84
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	597,96
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	604,69
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	617,36
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	618,08
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	711,83
CALDAS	PEESA	CENTRO	578,10
CALDAS	VATIA	CENTRO	585,13
CALDAS	EPM	CENTRO	597,47
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	601,36
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	615,38
CALDAS	DICEL	CENTRO	616,92
CALDAS	CHC	CENTRO	635,03
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	703,52
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	592,21
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	600,82
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	616,47
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	623,22
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	631,21
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	649,16
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	PEESA	CENTRO	577,88
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	583,26
PEREIRA	VATIA	CENTRO	586,47
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	603,54
PEREIRA	DICEL	CENTRO	613,27
PEREIRA	EPM	CENTRO	655,68
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	698,26
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	757,87
QUINDIO	PEESA	CENTRO	579,09
QUINDIO	VATIA	CENTRO	584,83
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	601,08
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	601,55
QUINDIO	DICEL	CENTRO	615,49
QUINDIO	EDQ	CENTRO	617,59
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	689,12
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	527,22
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	572,68
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	596,11
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	524,50
SANTANDER	PEESA	CENTRO	586,63
SANTANDER	VATIA	CENTRO	600,47
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	609,04
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	609,93
SANTANDER	ESSA	CENTRO	615,06
SANTANDER	DICEL	CENTRO	622,90
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	640,31
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	658,83
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	572,02
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	579,75
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	580,53
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	596,48
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	614,11
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAJ	OCCIDENTE	619,81
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	646,90
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	814,12

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	572,02
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	579,75
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	580,53
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	596,48
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	614,11
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAJ	OCCIDENTE	619,81
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	646,90
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	814,12

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	571,47
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	593,07
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	605,20
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	612,91
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	658,85
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	674,88
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	842,31
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	586,83
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	595,59
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	606,02
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	609,00
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	613,71
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	643,49
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	689,20
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	737,06
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	821,71
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	573,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	580,37
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	581,84
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	588,01
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	596,01
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	613,77
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	629,40
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	635,18
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	673,00
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	837,90
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	570,01
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	577,48
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	602,88
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	616,31
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	617,46
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	664,21
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	811,24
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	630,52
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	570,49
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	576,15
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	593,28
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	600,24
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	606,16
TULLUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	651,86
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	817,26

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	542,43
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	557,72
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	621,32
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	483,48
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	549,12
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	555,17
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	555,47
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	571,20
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	572,15
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	583,74
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	587,40
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	607,34
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	630,06
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	747,54
BOYACA	PEESA	ORIENTE	549,64
BOYACA	VATIA	ORIENTE	559,85
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	577,77
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	589,37
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	592,08
BOYACA	DICEL	ORIENTE	592,26
BOYACA	EBSA	ORIENTE	629,42
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	639,38
HUILA	PEESA	ORIENTE	558,64
HUILA	VATIA	ORIENTE	564,34
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	585,35
HUILA	DICEL	ORIENTE	595,71
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	609,15
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	655,42
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	657,89

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	591,27
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	704,68
CAQUETA	PEESA	SUR	588,30
CAQUETA	VATIA	SUR	594,19
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	613,65
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	648,15
CASANARE	PEESA	SUR	583,92
CASANARE	VATIA	SUR	592,56
CASANARE	QI ENERGY	SUR	609,53
CASANARE	EMSA	SUR	615,64
CASANARE	RENOVATIO	SUR	624,77
CASANARE	ENERCA	SUR	650,87
CASANARE	DICEL	SUR	654,26
META	PEESA	SUR	585,96
META	VATIA	SUR	592,06
META	QI ENERGY	SUR	611,49
META	DICEL	SUR	622,09
META	RENOVATIO	SUR	640,13
META	EMSA	SUR	651,70
PUTUMAYO	PEESA	SUR	591,33
PUTUMAYO	VATIA	SUR	598,21
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	677,43
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	771,72

⁸ 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
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	532,62
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	544,64
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	556,83
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	569,59
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	575,57
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	648,97
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	652,84
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	694,85
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	763,11
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	534,42
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	544,64
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	561,94
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	575,57
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	584,29
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	610,25
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	648,97
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	696,35
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	735,31
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	763,11
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	621,64
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	619,10
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	651,23
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	717,09
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	724,87
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	742,28
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	757,51
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	874,73
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	893,59
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	948,38

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.

11. Usuarios no regulados

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

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

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

Frente a los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, la Superintendencia

vigila que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Para hacer un seguimiento a estos precios, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio 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 Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 para los meses de julio, agosto y septiembre de 2021, usando los campos y filtros siguientes:

Res. 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

Res. 20155 de 2019

- Campo 1:** NIU (ID Mercado – NIU)
- Campo 5:** Tipo de factura
- Campo 12:** Tipo de Tarifa
- Campo 14:** Consumo Usuario (kWh)
- Campo 18:** 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 18 (TC2), el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del 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 18 (20155 de 2019)) 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 18 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.



Por otro lado, en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, la SSPD realizó un cálculo de un CU_{Min} de la siguiente manera:

- **Componente G:** Se tomó el valor del precio de bolsa diario más bajo durante el tercer trimestre de 2021 y que es igual a 88,17 \$/kWh, correspondiente a julio 5 de 2021.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del tercer trimestre de 2021, igual a 39,61 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 88,17 \$/kWh y el T promedio de 39,61 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR que ya se encuentran con aprobación de ingresos. Así mismo se tuvo en cuenta el promedio de los CPROG del trimestre de todas las empresas que cuentan con ingresos aprobados.

Para los OR que no pertenecen a un ADD, mercados Caribe Mar, Caribe Sol, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 88,17 \$/kWh y el T promedio de 39,61 \$/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 tercer trimestre de 2021 del DtUN de cada ADD por NT y se asume que la propiedad del activo para el NT1 es del usuario por lo que se consideró un CDI de 40 \$/kWh. Para mercados sin ADD, se tomó el promedio trimestral de los cargos de distribución de cada OR.
- **Componente C:** Para el presente análisis la SSPD lo estimó en 3 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del tercer trimestre de 2021 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (31,66 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CU_{Min} resumidos en la siguiente tabla. Igualmente, los resultados obtenidos para cada empresa, por ADD y nivel de tensión se detallan en el anexo 2 de este documento. En esta comparación, se identificaron los valores promedio obtenidos que se encuentran por debajo del CU_{Min} calculado por la SSPD (resaltado naranja en las tablas del anexo), ya que se podría considerar que algunos de los componentes regulados se encuentran por debajo del menor valor liquidado en el mercado de energía o puede corresponder a un reporte erróneo en el nivel de tensión certificado en el Formato 1 o TC1 por parte del OR.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	374,13
CENTRO	NT2	319,77
CENTRO	NT3	235,19
CENTRO	NT4	196,60
OCCIDENTE	NT1	368,86
OCCIDENTE	NT2	305,86
OCCIDENTE	NT3	247,45
OCCIDENTE	NT4	196,60
ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
ORIENTE	NT1	341,41
ORIENTE	NT2	298,13
ORIENTE	NT3	266,80
ORIENTE	NT4	196,60
SUR	NT1	382,90
SUR	NT2	338,70
SUR	NT3	253,85
SUR	NT4	196,60
ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CARIBE MAR	NT1	417,93
CARIBE MAR	NT2	292,28
CARIBE MAR	NT3	253,72
CARIBE MAR	NT4	210,41
CARIBE SOL	NT1	445,54
CARIBE SOL	NT2	290,03
CARIBE SOL	NT3	237,30
CARIBE SOL	NT4	212,96
ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CHOCO	NT1	345,25
CHOCO	NT2	320,77
TOLIMA	NT1	446,28
TOLIMA	NT2	384,44
TOLIMA	NT3	262,52
TOLIMA	NT4	198,26

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

Nivel de Tensión 1

Para el tercer trimestre de 2021, el CU promedio más alto corresponde al sector Comercial (condición especial



Educativo Especial) atendido por ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el ADD oriente con un valor de 690,86 \$/kWh y el valor promedio más bajo también corresponde al sector Comercial, servicio prestado por EMGESA S.A. E.S.P. con 387,87 \$/kWh en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de julio, agosto y septiembre de 2021 correspondientes al tercer trimestre, es para la empresa CEDENAR S.A E.S.P. con 656,7 \$/kWh en el sector Provisional del ADD Occidente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 281,88 \$/kWh para el sector Industrial del mercado de comercialización Caribe Mar que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre julio y septiembre de 2021 corresponde a DICEL S.A. ESP, con 498,81 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Occidente; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CEDENAR S.A. E.S.P. con 265,62 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este tercer trimestre del año 2021 corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 378,29 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Sol sin ADD; por su parte, GECELCA S.A. E.S.P. presenta

el menor valor promedio con 212,82 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Oriente.

STN

De acuerdo con la información reportada al SUI, para este trimestre la empresa EPM presta el servicio en el sector Industrial del ADD Centro con el valor promedio de CU más bajo igual a 303,20 \$/kWh. La empresa AIR-E ofrece el valor promedio más alto de CU igual a 330,99 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Caribe Sol.

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

Nota Final: Los valores resaltados en color naranja 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. 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.

Anexo 1

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para julio de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	575,76
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	586,86
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	593,99
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	603,25
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	606,72
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	615,08
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	616,50
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	785,28
CALDAS	PEESA	CENTRO	569,99
CALDAS	VATIA	CENTRO	595,01
CALDAS	EFP	CENTRO	595,78
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	603,53
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	611,97
CALDAS	DICEL	CENTRO	616,56
CALDAS	CHEC	CENTRO	631,24
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	766,92
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	584,71
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	611,79
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	618,59
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	619,49
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	630,63
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	636,35
PEREIRA	PEESA	CENTRO	571,77
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	583,23
PEREIRA	VATIA	CENTRO	596,71
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	606,30
PEREIRA	DICEL	CENTRO	612,46
PEREIRA	EFP	CENTRO	670,05
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	684,48
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	819,49
QUINDIO	PEESA	CENTRO	572,44
QUINDIO	VATIA	CENTRO	594,87
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	603,33
QUINDIO	EDQ	CENTRO	613,90
QUINDIO	DICEL	CENTRO	614,75
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	628,56
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	705,86
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	529,60
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	565,83
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	598,06
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	528,07
SANTANDER	PEESA	CENTRO	579,69
SANTANDER	VATIA	CENTRO	611,30
SANTANDER	ESSA	CENTRO	611,38
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	611,95
SANTANDER	DICEL	CENTRO	622,06
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	627,67
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	635,01
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	649,94

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	566,27
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	580,47
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	591,61
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	599,65
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	607,62
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	613,66
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	634,13
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	826,55
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	566,45
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	595,48
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	598,87
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	603,96
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	648,59
CARTAGO	EFP	OCCIDENTE	652,30
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	809,50
CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	567,03
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	579,05
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	607,06
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	609,49
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	616,44
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	641,31
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	675,59
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	736,87
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	817,34
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	566,42
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	567,07
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	588,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	593,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	598,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	613,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	627,62
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	669,93
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	805,26
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	561,62
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	587,65
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	605,82
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	616,76
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	619,59
NARIÑO	CESEMAR	OCCIDENTE	660,24
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	823,97
POPAYAN - PURACE	EMESA	OCCIDENTE	619,65
TULLA	PEESA	OCCIDENTE	565,25
TULLA	VATIA	OCCIDENTE	586,98
TULLA	CELSA	OCCIDENTE	593,09
TULLA	QI ENERGY	OCCIDENTE	595,89
TULLA	DICEL	OCCIDENTE	605,97
TULLA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	785,42

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	595,67
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	697,76
CAQUETA	PEESA	SUR	575,16
CAQUETA	VATIA	SUR	597,07
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	610,84
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	642,35
CASANARE	PEESA	SUR	570,76
CASANARE	VATIA	SUR	598,03
CASANARE	QI ENERGY	SUR	606,49
CASANARE	EMSA	SUR	608,06
CASANARE	RENOVATIO	SUR	617,92
CASANARE	ENERCA	SUR	644,40
CASANARE	DICEL	SUR	649,65
META	PEESA	SUR	573,81
META	VATIA	SUR	597,06
META	QI ENERGY	SUR	608,67
META	DICEL	SUR	616,32
META	EMSA	SUR	645,23
META	RENOVATIO	SUR	660,95
PUTUMAYO	PEESA	SUR	575,74
PUTUMAYO	VATIA	SUR	599,66
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	668,66
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	765,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	547,81
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	556,33
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	617,61
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	498,55
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	541,83
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	554,38
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	564,87
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	572,43
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	576,61
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	580,25
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	590,66
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	598,34
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	634,03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	718,42
BOYACA	PEESA	ORIENTE	538,41
BOYACA	VATIA	ORIENTE	567,53
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	575,06
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	583,04
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	590,80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	594,45
BOYACA	EBSA	ORIENTE	623,16
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	647,50
HUILA	PEESA	ORIENTE	533,99
HUILA	VATIA	ORIENTE	557,30
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	570,49
HUILA	DICEL	ORIENTE	578,13
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	609,39
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	651,60
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	652,01

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	498,43
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	522,11
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	564,21
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	565,62
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	566,07
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	606,23
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	642,06
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	665,63
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	691,31
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	498,43
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	523,88
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	564,21
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	566,07
CARIBE SOL	EFP	SIN ADD	580,30
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	605,90
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	626,22
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	665,63
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	680,86
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	727,58
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	617,92
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	612,95
TOLUMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	644,76
TOLUMA	PEESA	SIN ADD	703,44
TOLUMA	VATIA	SIN ADD	730,55
TOLUMA	QI ENERGY	SIN ADD	738,93
TOLUMA	DICEL	SIN ADD	751,01
TOLUMA	RENOVATIO	SIN ADD	857,47
TOLUMA	ENERCO	SIN ADD	858,78
TOLUMA	ENERTOTAL	SIN ADD	1018,88

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para agosto de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	566,97
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	585,45
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	588,12
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	597,55
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	603,47
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	618,35
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	618,76
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	676,78
CALDAS	PEESA	CENTRO	563,74
CALDAS	VATIA	CENTRO	580,55
CALDAS	EEP	CENTRO	596,19
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	599,86
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	616,26
CALDAS	DICEL	CENTRO	617,72
CALDAS	CHEC	CENTRO	635,02
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	677,35
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	577,09
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	595,72
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	615,14
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	623,21
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	632,14
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	649,07
PEREIRA	PEESA	CENTRO	562,52
PEREIRA	VATIA	CENTRO	581,79
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	581,91
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	602,15
PEREIRA	DICEL	CENTRO	614,26
PEREIRA	EEP	CENTRO	644,25
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	698,17
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	764,96
QUINDIO	PEESA	CENTRO	563,96
QUINDIO	VATIA	CENTRO	580,13
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	584,75
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	599,73
QUINDIO	DICEL	CENTRO	616,51
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	617,58
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	680,49
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	526,30
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	557,64
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	595,10
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	522,86
SANTANDER	PEESA	CENTRO	571,37
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	592,45
SANTANDER	VATIA	CENTRO	595,63
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	608,71
SANTANDER	ESSA	CENTRO	615,05
SANTANDER	DICEL	CENTRO	623,96
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	640,23
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	659,12

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	560,27
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	579,02
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	581,54
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	598,32
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	619,05
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	625,84
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	646,82
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	859,62
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	559,82
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	595,25
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	608,65
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	616,84
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	658,83
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	674,53
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	841,88
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	575,73
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	582,92
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	594,08
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	610,99
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	615,15
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	648,59
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	689,11
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	743,37
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	850,04
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	562,26
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	580,43
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	585,36
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	589,86
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	597,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	610,94
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	618,50
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	635,15
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	837,47
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	560,90
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	575,98
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	604,33
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	622,12
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	622,23
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	664,20
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	856,92
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	625,49
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	558,90
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	574,51
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	595,17
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	600,21
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	610,62
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	816,84

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	539,23
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	558,03
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	621,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	476,67
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	534,16
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	551,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	554,37
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	555,88
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	570,61
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	583,73
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	587,07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	601,03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	628,51
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	747,16
BOYACA	PEESA	ORIENTE	537,41
BOYACA	VATIA	ORIENTE	556,65
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	577,93
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	591,20
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	592,38
BOYACA	DICEL	ORIENTE	592,67
BOYACA	EBSA	ORIENTE	629,29
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	634,88
HUILA	PEESA	ORIENTE	552,28
HUILA	VATIA	ORIENTE	567,67
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	592,16
HUILA	DICEL	ORIENTE	601,26
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	609,14
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	656,57
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	657,87

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	588,50
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	706,85
CAQUETA	PEESA	SUR	577,09
CAQUETA	VATIA	SUR	592,48
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	614,39
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	648,13
CASANARE	PEESA	SUR	572,84
CASANARE	VATIA	SUR	589,98
CASANARE	QI ENERGY	SUR	610,45
CASANARE	EMSA	SUR	620,29
CASANARE	RENOVATIO	SUR	627,49
CASANARE	ENERCA	SUR	647,62
CASANARE	DICEL	SUR	670,76
META	PEESA	SUR	573,58
META	VATIA	SUR	589,63
META	QI ENERGY	SUR	612,45
META	DICEL	SUR	625,45
META	RENOVATIO	SUR	628,20
META	EMSA	SUR	651,68
PUTUMAYO	PEESA	SUR	580,01
PUTUMAYO	VATIA	SUR	597,19
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	676,57
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	772,31

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	529,49
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	532,55
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	543,29
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	569,02
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	575,49
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	641,65
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	657,76
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	703,68
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	773,45
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	534,35
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	537,28
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	543,29
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	575,49
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	584,28
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	597,79
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	657,76
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	683,40
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	743,32
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	773,45
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	621,63
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	619,08
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	651,21
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	705,40
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	723,61
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	744,46
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	762,24
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	874,62
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	893,13
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	974,54

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para septiembre de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	587.13
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	588.18
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	602.33
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	603.87
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	604.50
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	617.23
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	620.41
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	673.43
CALDAS	VATIA	CENTRO	579.83
CALDAS	EPP	CENTRO	600.43
CALDAS	PEESA	CENTRO	600.56
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	600.69
CALDAS	DICEL	CENTRO	616.48
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	617.92
CALDAS	CHEC	CENTRO	638.83
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	666.30
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	594.95
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	614.84
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	615.69
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	626.95
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	630.85
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	662.06
PEREIRA	VATIA	CENTRO	580.92
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	584.63
PEREIRA	PEESA	CENTRO	599.35
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	602.16
PEREIRA	DICEL	CENTRO	613.08
PEREIRA	EPP	CENTRO	652.73
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	689.15
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	712.13
QUINDIO	VATIA	CENTRO	579.50
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	591.35
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	600.18
QUINDIO	PEESA	CENTRO	600.86
QUINDIO	DICEL	CENTRO	615.20
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	621.28
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	681.00
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	525.75
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	594.59
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	595.19
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	522.58
SANTANDER	VATIA	CENTRO	594.48
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	599.65
SANTANDER	PEESA	CENTRO	608.83
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	609.13
SANTANDER	ESSA	CENTRO	618.74
SANTANDER	DICEL	CENTRO	622.69
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	653.03
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	667.43

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	570.96
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	577.24
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	589.52
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	591.48
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	609.62
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCAJ	OCCIDENTE	625.96
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	659.75
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	756.20
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	588.14
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	588.49
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	603.00
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	623.01
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	665.41
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	701.51
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	875.56
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	585.62
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	605.72
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	606.52
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	609.53
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	640.56
CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	668.12
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	702.89
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	730.96
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	797.76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	571.78
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	585.45
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	591.40
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	592.34
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	599.33
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	607.33
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	609.49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	642.77
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EPP	OCCIDENTE	673.00
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	870.97
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	568.80
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	587.51
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	598.49
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	607.12
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	613.51
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	668.19
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	752.84
POPAYAN - PURACE	EMESA	OCCIDENTE	646.42
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	566.97
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	587.32
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	588.78
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	601.88
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	607.41
TULLUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	651.86
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	849.51

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	540.24
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	558.80
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	625.04
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	475.22
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	550.05
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	556.77
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	562.24
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	570.55
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	571.35
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	584.48
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	586.96
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	587.24
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	685.07
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	777.04
BOYACA	VATIA	ORIENTE	555.36
BOYACA	PEESA	ORIENTE	573.11
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	580.31
BOYACA	DICEL	ORIENTE	589.66
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	593.07
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	593.87
BOYACA	EBSA	ORIENTE	635.69
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	635.76
HUILA	VATIA	ORIENTE	568.05
HUILA	PEESA	ORIENTE	589.64
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	593.40
HUILA	DICEL	ORIENTE	607.74
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	609.02
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	658.07
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	663.79

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	589.63
BAJO PUTUMAYO	EERP	SUR	709.42
CAQUETA	VATIA	SUR	593.02
CAQUETA	PEESA	SUR	612.65
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	615.73
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	653.97
CASANARE	VATIA	SUR	589.66
CASANARE	PEESA	SUR	608.17
CASANARE	QI ENERGY	SUR	611.65
CASANARE	EMSA	SUR	618.57
CASANARE	RENOVATIO	SUR	628.90
CASANARE	DICEL	SUR	642.39
CASANARE	ENERCA	SUR	660.58
META	VATIA	SUR	589.48
META	PEESA	SUR	610.49
META	QI ENERGY	SUR	613.36
META	DICEL	SUR	624.50
META	RENOVATIO	SUR	631.25
META	EMSA	SUR	658.20
PUTUMAYO	VATIA	SUR	597.78
PUTUMAYO	PEESA	SUR	618.24
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	687.07
SIBUNDÓY	EMEVASI	SUR	777.26

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	534.78
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	543.20
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	574.14
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	587.00
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	592.19
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	674.81
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	689.56
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	723.08
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	850.25
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	542.66
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	545.04
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	587.00
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	587.79
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	592.19
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	606.75
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	723.08
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	724.78
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	735.04
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	850.25
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	625.36
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	625.27
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	657.72
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	720.44
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	742.43
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	743.46
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	759.27
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	851.72
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	892.11
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	928.85

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



Septiembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	647,54	626,95
SEPTIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	632,29	638,83
SEPTIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	647,59	621,28
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	666,02	666,30
SEPTIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	621,28	602,33
SEPTIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	628,96	618,74
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	634,92	662,06
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	624,12	712,13
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	625,75	653,03
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	699,53	668,19
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	694,65	642,77
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLIA	681,52	607,41
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	601,71	701,51
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	623,11	665,41
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CALJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	631,46	625,96
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	593,33	668,12
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	570,77	599,33
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	627,57	646,42
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	706,46	756,20
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	682,93	875,56
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	708,13	797,76
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	699,66	870,97
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	709,34	752,84
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLIA	651,88	849,51
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CALJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	604,91	659,75
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	625,76	702,89
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	567,40	623,01
SEPTIEMBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	621,16	587,24
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	584,26	584,48
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOYACA	589,34	589,66
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	604,37	607,74
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	593,47	685,07
SEPTIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	652,13	635,69
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	702,20	663,79
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	661,67	625,04
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	620,92	777,04
SEPTIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	608,84	609,02
SEPTIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	834,43	606,75
SEPTIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	762,36	574,14
SEPTIEMBRE	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	821,24	657,72
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	699,41	592,19
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	742,41	592,19
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	663,65	625,36
SEPTIEMBRE	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	783,81	587,79
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	CARIBE MAR	657,67	723,08
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	697,99	723,08
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	738,80	928,85
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	671,93	625,27
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	791,63	850,25
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	849,76	850,25
SEPTIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	674,80	543,20
SEPTIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	722,40	545,04
SEPTIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	689,69	587,00
SEPTIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	734,49	587,00
SEPTIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	759,31	892,11
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	672,08	534,78
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	719,35	542,66
SEPTIEMBRE	SUR	DICEL	CASANARE	626,78	642,39
SEPTIEMBRE	SUR	EEBP	BAJO PLUTUMAYO	703,10	709,42
SEPTIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	715,85	653,97
SEPTIEMBRE	SUR	EMSA	META	675,64	658,20
SEPTIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	703,76	660,58
SEPTIEMBRE	SUR	RENOVATIO	CASANARE	627,70	628,90

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



Anexo 2

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

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
EEP S.A. ESP	610,00	603,90			
EMCALI ESP		547,77			
EMGESA SA ESP		557,43	580,77		
ENERMAS		571,90			
ENERTOTAL S.A. ESP		556,94	557,84		
EPM S.A. ESP	494,67	541,53	352,46	587,15	493,59
ESANT S.A. ESP					561,55
RENOVATIO S.A. ESP		538,01			
RUITOQUE S.A. ESP		560,22	547,79		490,58

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
CEDENAR S.A. ESP	608,75					659,03	660,98
CEO S.A. S ESP		542,36					
DICEL S.A. ESP		467,47					
EEP S.A. ESP		444,70					
EMCALI ESP	622,49	539,99	572,54	470,98	569,88		
EMGESA SA ESP		387,87					
ENERTOTAL S.A. ESP					581,27		
EPM S.A. ESP		402,06					
QI ENERGY		526,15					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
AES CHIVOR							552,89
AIRE			575,26				
DICEL S.A. ESP							
EBSA S.A. ESP			538,26				
ELECTROHUILA S.A. ESP	486,36		534,81	519,61			
EMCALI ESP			420,55				
EMGESA SA ESP			478,45		500,15		527,38
ENERMAS							490,93
ENERTOTAL S.A. ESP			564,69			690,86	559,81
EPM S.A. ESP							546,40
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							588,65
RENOVATIO S.A. ESP							547,77
RUITOQUE S.A. ESP		559,62			535,10	580,90	544,21

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		494,70		
EMEVASI S.A. ESP	530,10			
EMGESA SA ESP		602,76		470,61
EMSA S.A. ESP	459,13		547,47	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

NOMBRE EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	442,37

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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



Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AIRE	504,08	547,84	501,82
DICELER S.A. E.S.P			566,28
EEP S.A. ESP			587,19
ENERTOTAL S.A. ESP			493,15
EPM S.A. ESP			619,21

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL	PROVISIONAL
AIRE		498,64					
EBSA S.A. ESP				516,75			
ECOPETROL ENERGIA				392,60			
EEP S.A. ESP	518,87	507,09	494,34	513,90		517,31	500,34
ELECTROHUILA S.A. ESP				486,77			
EMCALI ESP		327,65					
EMEESA S.A. ESP		440,10					
EMGESA SA ESP		465,78				393,00	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP				609,64			
ENERTOTAL S.A. ESP		489,83		485,00			
EPM S.A. ESP	481,70	463,07		471,68	471,18	458,25	485,21
ESANT S.A. ESP						506,68	
GECELCA S.A. ESP				340,97			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				513,12			
RENOVATIO S.A. ESP		477,87		479,99			
RUITOQUE S.A. ESP		467,13		484,65		477,66	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR					444,03		
CEDENAR S.A. ESP	529,49	299,46	269,43		269,61	276,06	656,70
CEO S.A.S. ESP		467,54			437,41	484,80	
EEP S.A. ESP	487,40	468,80			476,73		
ELECTROHUILA S.A. ESP					471,42		
EMCALI ESP	525,43	480,86	475,13	484,53	488,48	494,96	
EMEESA S.A. ESP		442,22			446,55		
EMGESA SA ESP		466,56			450,44		
ENERTOTAL S.A. ESP					480,73		
EPM S.A. ESP		456,56		458,85		459,93	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR							441,29	
AIRE			470,03				512,56	
CARIBEMAR DE LA COSTA			451,58					
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP								514,10
CODENSA S.A. ESP	481,71							
DICEL S.A. ESP			353,97	481,36			477,59	
DICELER S.A. E.S.P			467,66				455,73	
EBSA S.A. ESP	536,00		455,43		490,65	484,11	489,37	
ECOPETROL ENERGIA							400,43	
EEP S.A. ESP			467,28				466,59	
ELECTROHUILA S.A. ESP	476,03		485,75	485,56			485,65	486,42
EMCALI ESP			473,31				447,56	451,14
EMGESA SA ESP		457,66	440,49	457,78	439,54		451,50	415,89
ENERMAS							467,33	
ENERTOTAL S.A. ESP			485,62			555,59	485,51	
EPM S.A. ESP			445,74				440,33	447,72
ISAGEN S.A. ESP							445,69	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							488,14	
RENOVATIO S.A. ESP			454,77				460,44	
RUITOQUE S.A. ESP		466,44	463,45	461,50	457,57		465,19	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		485,57		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			516,49	545,43
DICEL S.A. ESP		535,12	510,38	
DICELER S.A. E.S.P			499,68	
ELECTROHUILA S.A. ESP		480,75		
EMCALI ESP				475,90
EMGESA SA ESP		485,48		
EMSA S.A. ESP	418,90		503,39	
ENERCA S.A. ESP			381,39	
EPM S.A. ESP		474,50	478,22	470,15
RUITOQUE S.A. ESP		496,05		
VATIA S.A. ESP		360,45	512,54	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
AES CHIVOR			419,96
AIRE	476,69		481,56
CEO S.A. S ESP			305,95
EBSA S.A. ESP			405,16
ELECTROHUILA S.A. ESP			437,26
EMCALI ESP			281,88
EMGESA SA ESP		399,75	398,98
EMSA S.A. ESP			452,70
EPM S.A. ESP		449,57	447,54
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			481,88
RENOVATIO S.A. ESP			457,48

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						419,84	
AIRE	549,52	432,67	445,38	432,44	429,81	411,09	431,40
EEP S.A. ESP						440,43	
EMCALI ESP						328,67	
EMGESA SA ESP				418,22		422,51	
EPM S.A. ESP					449,86	441,41	
GECELCA S.A. ESP						464,35	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						475,77	
QI ENERGY						444,03	
RENOVATIO S.A. ESP						438,69	
RUITOQUE S.A. ESP						418,08	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2021. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	488,38

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR	368,91		369,01		
ECOPETROL ENERGIA			312,13		
EEP S.A. ESP	408,74		416,74	435,67	
EMCALI ESP	394,64				
EMGESA SA ESP	377,80		357,48		
ENERMAS			429,64		
ENERTOTAL S.A. ESP			408,09		
EPM S.A. ESP	383,22		376,36	339,60	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	407,61		423,39		
QI ENERGY	411,94				
RUITOQUE S.A. ESP	388,28	484,44	393,95		453,16

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			386,19	
CEDENAR S.A. ESP			265,62	279,43
CEO S.A.S ESP			405,85	430,11
DICEL S.A. ESP			458,81	
ECOPETROL ENERGIA	343,09			
EEP S.A. ESP			413,96	
EMCALI ESP	422,40	420,06	413,47	443,62
EMEESA S.A. ESP	472,09		379,46	
EMGESA SA ESP	385,10		392,78	
ENERTOTAL S.A. ESP			425,57	
EPM S.A. ESP			392,63	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			409,00		
AIRE			431,51		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			432,09		
DICEL S.A. ESP			456,78		
EBSA S.A. ESP	458,68		449,73	449,95	
ECOPETROL ENERGIA			378,35		
ELECTROHUILA S.A. ESP	449,12	456,34	450,00		452,41
EMCALI ESP	430,07		292,30		473,40
EMGESA SA ESP	419,20		415,42		
EPM S.A. ESP	407,68		409,41		403,19
GECELCA S.A. ESP			288,42		
ISAGEN S.A. ESP			412,75		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	416,05		458,35		
QI ENERGY	436,84				

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2021. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		400,94	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	409,64	410,30	458,68
ECOPETROL ENERGIA		431,47	
EMCALI ESP		402,61	
EMGESA SA ESP	394,16	401,47	
EMSA S.A. ESP		399,69	
ENERCA S.A. ESP		296,91	
EPM S.A. ESP	387,22	396,99	381,79
ISAGEN S.A. ESP		395,79	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		439,76	
PEESA S.A. ESP		405,59	
QI ENERGY	425,06		
VATIA S.A. ESP		431,11	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	405,57
EPM S.A. ESP	403,77
GECELCA S.A. ESP	364,71

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AES CHIVOR			374,92
AIRE	400,29	384,36	404,72
ECOPETROL ENERGIA			404,41
ELECTROHUILA S.A. ESP			406,83
EMGESA SA ESP			394,75
EPM S.A. ESP			376,26
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			427,49

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		305,56	
ECOPETROL ENERGIA	308,13	276,65	
EPM S.A. ESP	340,85	339,47	290,74
GECELCA S.A. ESP		214,73	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		337,10
EPM S.A. ESP	331,31	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2021. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	298,03
EMGESA SA ESP	340,93
EPM S.A. ESP	332,56
GECELCA S.A. ESP	212,82

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	241,89

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	322,18

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	378,29
EPM S.A. ESP	257,72

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre III 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	320,68
EPM S.A. ESP	303,20

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre III 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
AIRE	330,99

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Carrera 18 No. 84 – 35
Bogotá D.C, Colombia
(57 601) 691-3005
www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co



**El futuro
es de todos**

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios