



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

Boletín Tarifario

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

**JULIO - SEPTIEMBRE
2020**

Contenido

Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	3
Componente de generación	5
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	10
Componente de comercialización	12
Componente de pérdidas	15
Componente de Restricciones	16
Tarifas aplicadas	18
Usuarios no regulados	19
Anexo 1	23
Anexo 2	30

Proyectaron:

Kelly Andrea Toro Toro
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 presente boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) y las tarifas de energía eléctrica durante el tercer trimestre de 2020 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. Posteriormente se muestra el comportamiento de las tarifas para el mercado regulado durante el trimestre tanto de forma agregada como por componente. 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

En el tercer trimestre de 2020, se definieron los recursos de reposición de las empresas EMCARTAGO, EMCALI y RUITOQUE por los cuales queda en firme la aprobación de ingresos de Distribución con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Con lo anterior, ya son 16 de 29 operadores de red que se encuentran con ingresos aprobados. Se habla de 29 operadores de red ya que hasta el 30 de septiembre de 2020 existió Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. operador y su mercado se dividió en Caribe Mar y Caribe Sol con dos nuevos operadores AFINIA y AIR-E.

Para este tercer trimestre de 2020, en línea con las medidas para mitigar el impacto generado por el aislamiento preventivo obligatorio ocasionado por la pandemia del COVID – 19, la Comisión expidió la Resolución CREG 152 de 2020 que modificaba la Resolución CREG 058 de 2020, modificada y adicionada por las Resoluciones CREG 064 de 2020 y CREG 108 de 2020. De esta resolución se resalta la modificación a la aplicación obligatoria de la opción tarifaria, ya que se debían evaluar los incrementos mayores a 3% en el CU y sus componentes solo hasta el mes de julio de 2020 y estableció la transición del porcentaje de variación (PV) para que se aplicara, a partir del mes de febrero de 2021, de acuerdo con la Resolución CREG 012 de 2020.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución MME 40272 del 15 de septiembre de 2020 donde facultó a la CREG para modificar el Costo Base de Comercialización de Electricaribe, vigente para 2020, incrementándolo en 20% y adicionalmente, sumar 300 puntos básicos al Riesgo de Cartera (RCi,j,m). La CREG ajustó el Cfj a través de la Resolución CREG 188 de 2020

Con estas medidas, se espera un incremento de alrededor de 20 \$/kWh en el componente de Comercialización y que impacta directamente el CU y las tarifas. Tener presente que esta determinación se realizó con el objeto de viabilizar a futuro, la prestación del servicio público de energía eléctrica en la región Caribe en los nuevos mercados de comercialización denominados Caribe Mar y Caribe Sol atendidos por AFINIA S.A.S. E.S.P. y AIR-E S.A.S. E.S.P. respectivamente.

En resumen, a continuación se presentan las resoluciones expedidas por la CREG que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Res. CREG/2020	Temática
123	ENERGÍA ELÉCTRICA - resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 019 de 2020 (EMCARTAGO)
148	ENERGÍA ELÉCTRICA se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
152	ENERGÍA ELÉCTRICA - se modifican algunas medidas para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica establecidas en la Resolución CREG 058 de 2020 y se modifica la Resolución CREG 118 de 2020
165	ENERGÍA ELÉCTRICA - Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 027 de 2020 (RUITOQUE)

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el tercer trimestre de 2020 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el CU de prestación del servicio 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

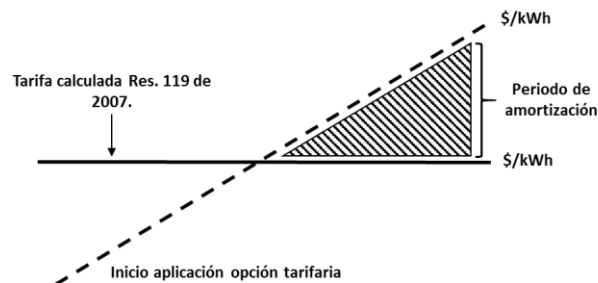
presencia; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde al CU de NT1 con propiedad del OR de cada comercializador en dicho mercado.

Resultado del análisis, se encuentra que de las 34 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este segundo trimestre de 2020 corresponden a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 846,60 \$/kWh en julio, 865,48 \$/kWh en agosto y 864,33 \$/kWh en septiembre, todos en el mercado TOLIMA; se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, sino que es el resultado de la aplicación de la misma es elevado 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 esta empresa en ese mercado fue de 797,25 \$/kWh en todo el trimestre.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el tercer trimestre de 2020 se encuentran el comercializador ENERCO S.A. E.S.P. en el mercado Costa Caribe con 450,79 \$/kWh en el mes de agosto y DICELE S.A. E.S.P., con valores de 426,57 \$/kWh en agosto y 398,64 \$/kWh en septiembre también en el mercado Costa Caribe.

Ahora bien, con la expedición de la Res. CREG 058 de 2020, la aplicación de la opción tarifaria definida en la Res. CREG 012 de 2020 es obligatoria para todos los comercializadores de energía eléctrica que atiendan mercado regulado cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes.

La metodología ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU obtenido de la aplicación de la Res. CREG 119 de 2007 cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario. 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:



Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Res. CREG 012 de 2020, para este tercer trimestre, 32 empresas se acogieron a la metodología. En el Anexo 1. "Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)" se pueden evidenciar los nombres de las empresas que se acogieron, así como la comparación del CU resultado de la Res. CREG 119 de 2007 y el de la Res. CREG 012 de 2020.

A modo resumen, las tarifas promedio por mercado para el trimestre son las mostradas en la siguiente tabla.

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
COSTA CARIBE	SIN ADD	479,29
POPAYAN	OCCIDENTE	515,58
BOGOTA	ORIENTE	523,41
HUILA	ORIENTE	542,96
BOYACA	ORIENTE	543,48
ARAUCA	ORIENTE	551,97
TULUA	OCCIDENTE	556,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	556,44
CASANARE	SUR	559,12
EPSAU	OCCIDENTE	559,73
META	SUR	563,37
CARTAGO	OCCIDENTE	564,94
NARIÑO	OCCIDENTE	566,55
RUITOQUE	CENTRO	568,22
SANTANDER	CENTRO	568,85
CAQUETA	SUR	569,38
ANTIOQUIA UNIFICADO	CENTRO	570,25
CALDAS	CENTRO	570,97
GUAVIARE	SIN ADD	571,70
CAUCA	OCCIDENTE	572,89
QUINDIO	CENTRO	574,03
PEREIRA	CENTRO	575,48
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	578,07
BAJO PUTUMAYO	SUR	579,02
PUTUMAYO	SUR	585,44
CHOCO	SIN ADD	595,55
SIBUNDOY	SUR	663,08
TOLIMA	SIN ADD	701,16

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 20155 de 2019, modificada por la Res. SSPD 59905 de 2019.

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.

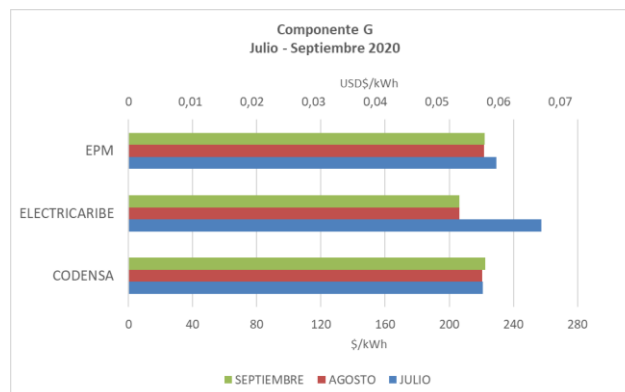
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. 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 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 3.730,15 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el tercer trimestre de 2020 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 216,21 \$/kWh, un 9,96% por debajo respecto al segundo trimestre de 2020. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. para el mes de agosto de 2020 con un valor igual a 200,01 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde también a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., con 249,56 \$/kWh para el mes de julio de 2020. De igual manera, respecto al segundo trimestre de 2020, el componente de Generación de las tres empresas disminuyó de acuerdo con el comportamiento del precio de bolsa.

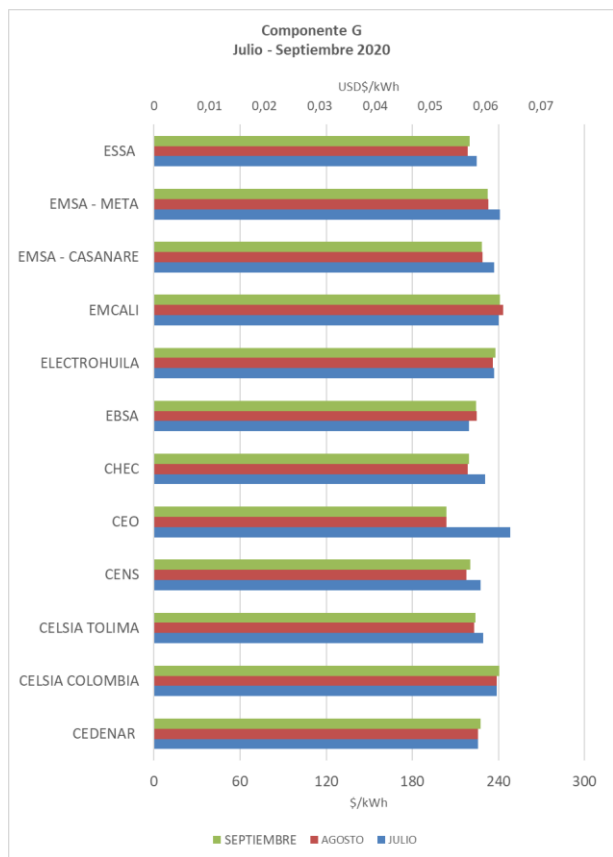
Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CODENSA	214,23	214,05	215,64
ELECTRICARIBE	249,56	200,01	200,07
EPM	222,30	214,87	215,18



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el tercer trimestre de 2020 corresponde a 221,78 \$/kWh, 6,61% por debajo del promedio del segundo trimestre del año 2020. Con un valor de 197,529 \$/kWh, CEO S.A.S E.S.P. presentó, para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de septiembre de 2020; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde también a CEO S.A.S. E.S.P. para el mes de julio de 2020, con un valor igual a 240,91 \$/kWh.

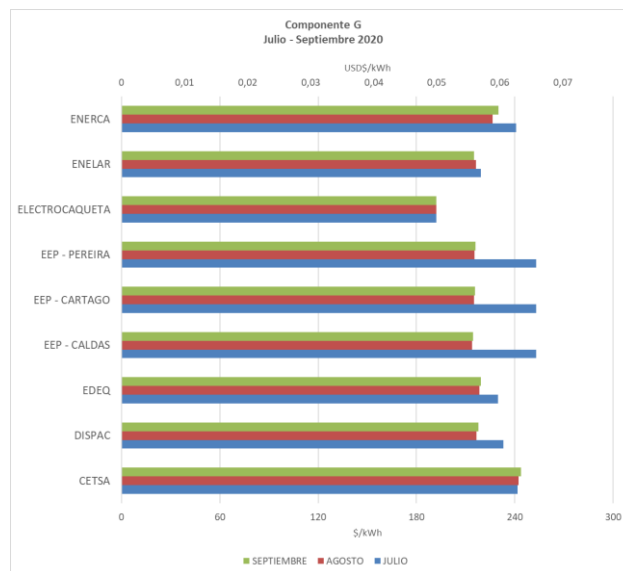
Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	219,10	218,92	220,81
CELSIA COLOMBIA	231,54	231,62	233,24
CELSIA TOLIMA	222,25	216,50	217,16
CENS	220,84	211,19	213,73
CEO	240,91	197,532	197,529
CHEC	223,78	211,78	212,79
EBSA	212,85	218,16	217,45
ELECTROHUILA	229,74	229,07	230,67
EMCALI	232,83	235,78	233,83
EMSA - CASANARE	229,80	222,00	221,59
EMSA - META	233,79	226,11	225,67
ESSA	218,25	211,95	213,42



Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 216,85 \$/kWh, 9,06% por debajo del promedio del segundo trimestre de 2020. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa Electrificadora del Caquetá E.S.P. para los meses de julio, agosto y septiembre de 2020 igual a 186,40 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde nuevamente a EEP S.A. E.S.P. mercado Pereira, con un valor de 245,39 para el mes de julio de 2020.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	234,40	234,86	236,40
DISPAC	226,11	209,95	211,28
EDEQ	222,68	211,68	212,82
EEP - CALDAS	245,28	207,53	207,92
EEP - CARTAGO	245,29	208,76	209,17
EEP - PEREIRA	245,39	209,01	209,43
ELECTROCAQUETA	186,40	186,40	186,40
ENELAR	212,71	209,84	208,62
ENERCA	233,56	219,77	223,21



Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dixel S.A. E.S.P., Dixeler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S E.S.P., PEESA S.A. 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.

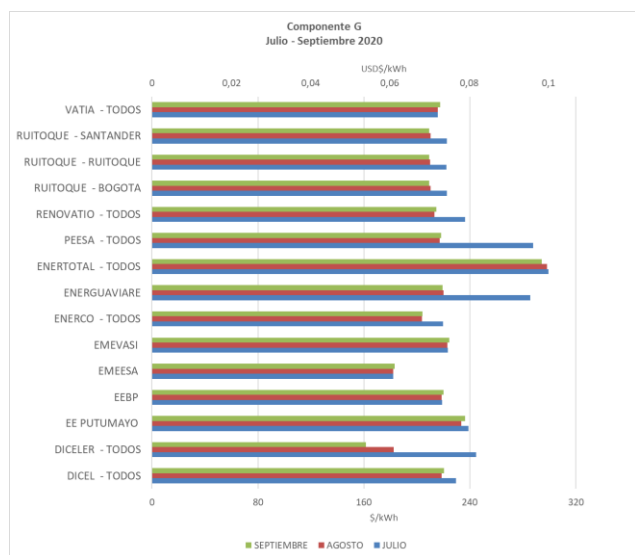
Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 223,35 \$/kWh, 4,31% por debajo del promedio del segundo trimestre de 2020. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la DICELE S.A. E.S.P., con un valor igual a 161,46 \$/kWh para el mes de septiembre de 2020, mientras que el valor más alto lo publicó ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el mes de julio con un valor promedio en el componente de 299,18 \$/kWh.

Desde el trimestre pasado ya no se encuentra el comercializador EMCARTAGO ya que su negocio fue asumido por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. desde el mes de abril de 2020.



Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DICELER - TODOS	229,58	218,84	220,39
DICELER - TODOS	244,62	182,34	161,46
EE PUTUMAYO	238,92	233,53	236,51
EEBP	219,16	218,73	220,16
EMEESA	182,08	182,22	183,38
EMEVASI	223,44	223,12	224,52
ENERCO - TODOS	219,71	203,73	204,36
ENERGUAVIARE	285,62	220,17	219,44
ENERTOTAL - TODOS	299,18	298,35	294,27
PEESA - TODOS**	287,94	217,12	218,24
RENOVATIO - TODOS	236,25	213,33	214,74
RUITOQUE - BOGOTA	222,50	210,32	209,42
RUITOQUE - RUITOQUE	222,27	210,14	209,24
RUITOQUE - SANTANDER	222,48	210,31	209,41
VATIA - TODOS	215,95	215,79	217,51

** La información de PEESA fue tomada del SUL pero no se encuentra actualizada ya que ha republicado la información del trimestre en varias ocasiones y se encuentra en seguimiento por parte de la SSPD.



Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

Teniendo en cuenta que alrededor del 80% 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 este tercer trimestre de 2020, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Qc) fue de 88,71%.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo

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.

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 Pc ; así mismo, un factor de ponderación α , calculado conforme a 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 Mc)¹.

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

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

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:

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

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 Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable Mc 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 Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por encima de la variable Mc 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 Pc 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

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.

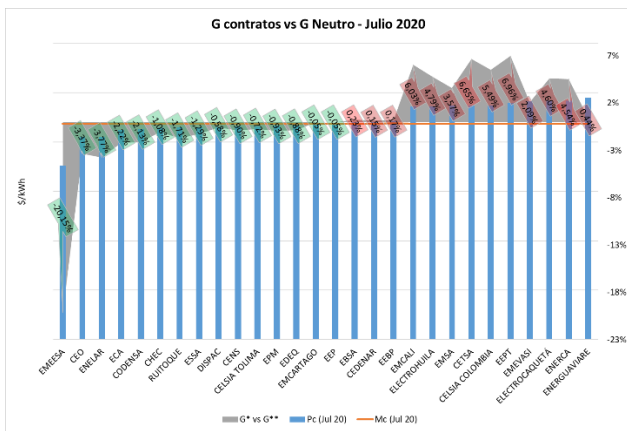


utilización de una variable $G^{**}_{m,i,j}$ de *contratos neutra*, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable P_c igual a la variable M_c del mes analizado, es decir, un escenario en el cual el 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 2020, de la variable $G^{*}_{m,i,j}$ de *contratos* respecto a la variable $G^{**}_{m,i,j}$ de *contratos neutra* para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas del mercado.

Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable $P_{c_{m-1}}$ para cada Comercializador Minorista, versus la variable $M_{c_{m-1}}$; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables $G^{*}_{m,i,j}$ de *contratos* y $G^{**}_{m,i,j}$ de *contratos neutra* para el mes analizado.

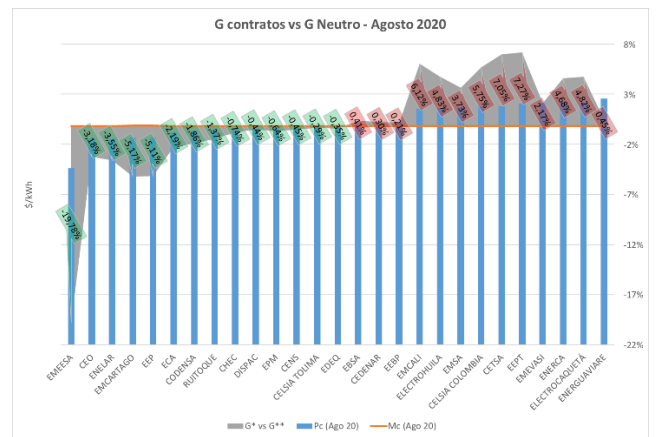


Como se observa, para el mes de julio de 2020 es posible identificar qué Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. continúa presentando el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 20,15% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo P_c presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de *contratos* 20,15% menor al que percibirían en el caso en

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

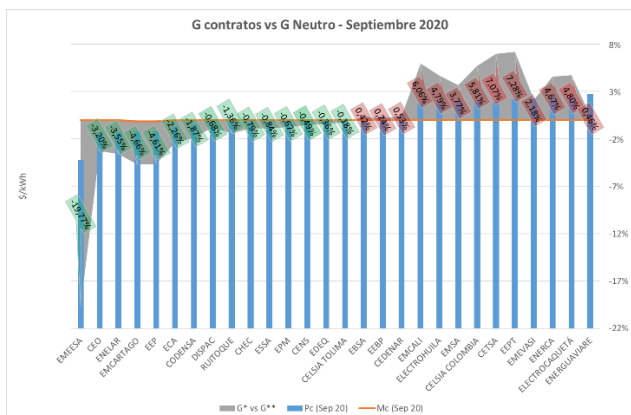
que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, ENERGUAVIARE E.S.P., para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,44% de la variable G^* respecto a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de *contratos* 0,44% 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 al valor alfa de la empresa.

Para el mes de agosto de 2020 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 19,78% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,45% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; no obstante, lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P., con un valor igual a 7,27%.



Finalmente, para el mes de septiembre de 2020 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 19,77% 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 0,46%.

para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.



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):

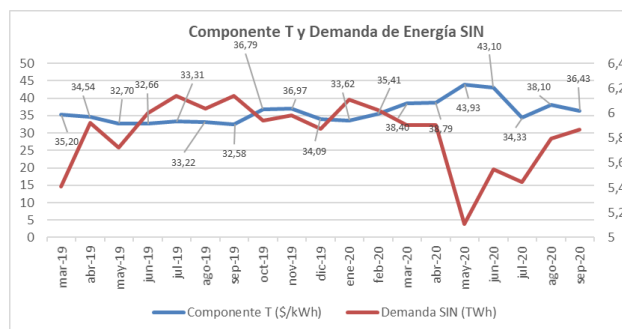
	jul-20	ago-20	sep-20
Q_c Prom (%)	93,05%	94,14%	93,90%
P_b Prom (\$/kWh)	230,19	176,24	170,26
P_c Prom (\$/kWh)	222,46	222,17	223,35

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, 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 comportamiento del componente fue creciente; esto debido a que, la demanda continuo 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 evidencio un ΔT^4 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 continuo 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; sin embargo, para el mes de agosto de 2020, se presento un incremento en el componente de 3,77\$/kWh, aun cuando la demanda para este mes incremento 346 millones de kWh respecto al mes de julio de 2020, lo anterior se debe a un incremento en los ingresos regulado neto de \$12.139 millones debido a la disminución en el concepto de la compensación "por pago por atraso en la entrada de infraestructura" (PPA, Res. CREG 022 DE 2001).

Para el tercer trimestre 2020, el valor del componente T estuvo en un rango entre 48,33 \$/kWh y 38,10 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 4,46 \$/kWh por debajo y su máximo 5,83 \$/kWh por debajo en comparación con los datos presentado en el segundo trimestre de 2020.

Los ajustes o ΔT calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 1,586789 \$/kWh, con un máximo de 0,852908 \$/kWh en septiembre y un mínimo de -3,116828 \$/kWh en julio; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual presento su mayor valor en el mes de septiembre con de \$ 216.084 millones lo anterior como se ha indicado a la disminución en el

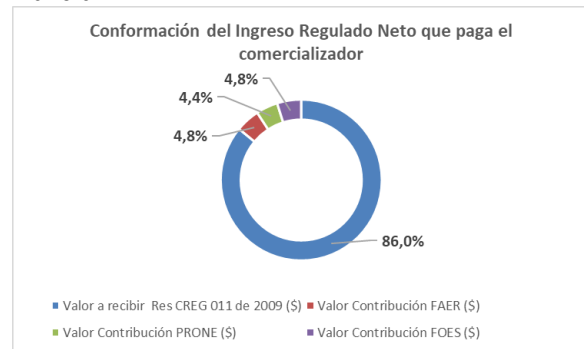
⁴ El valor diferencial total de los cargos por Uso del STN es la sumatoria de las diferencias que se presentaron entre los cargos (actual y anterior) calculados antes de estos estimados.

concepto PPA que se tiene en cuenta a la hora de liquidar los ingresos netos.

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

	jul-20	ago-20	sep-20
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	203.944.782.791	216.084.616.363	208.608.564.203
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.446.246.491	5.792.392.120	5.864.376.348
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	-3,116828	0,790632	0,852908
Componente T (\$/kWh)	34,33	38,10	36,43

En promedio para el tercer trimestre de 2020, 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 los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE. de la siguiente manera:



5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD)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

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.
ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.



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 15 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, CELSIA TOLIMA, CETSA, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago y EMCALI.

Componente de Distribución (DtUN)
\$/kWh

	ADD	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
	CENTRO	217,20	216,88	218,65
	OCCIDENTE	200,71	196,02	201,92
	ORIENTE	188,37	185,52	191,27
	SUR	212,06	217,25	223,64
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	152,33	149,59	150,40
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	136,25	134,57	134,42
	ENERGUAVIARE ESP	161,12	158,39	159,26
	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	340,91	337,04	344,28

Para el tercer trimestre de 2020, el valor más alto se presentó en septiembre de 2020 para CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. con 344,28 \$/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.

Electricaribe S.A. E.S.P. al no pertenecer a ningún área de distribución y de acuerdo con los cargos por nivel de tensión aprobados por la CREG, presenta generalmente los cargos por uso de distribución más bajos, el valor más bajo presentado fue de 134,42 \$/kWh en el mes de septiembre.

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). A hoy, las empresas que ya se encuentran en el nuevo esquema, el LAC inició con el cálculo de estas compensaciones.

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 2020 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 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

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 TOLIMA S.A. E.S.P.: Tolima.



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 (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 2020, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de mayo de 2020.

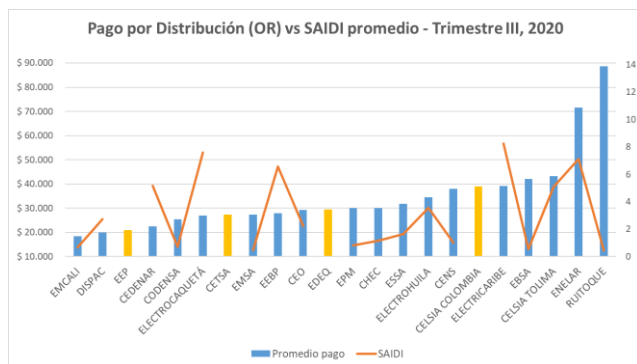
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el tercer trimestre del año 2020 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_j_{TIII}(NT_1)}{No._de_usuarios_{ORj}_{TIII}(NT_1)}$$

Donde:

- $IngOR_j_{TIII}(NT_1)$: Ingresos promedio del OR, para el tercer trimestre del año 2020 en nivel de tensión 1,
- $No.de_usuarios_{ORj}_{TIII}(NT_1)$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del tercer trimestre del año 2020.

Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo (eje primario) y contrastarlo contra el indicador SAIDI (eje secundario), pudo observarse lo siguiente:



Se esperaría en general que, a menores ingresos per cápita vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; sin embargo, con Empresa de Energía de Arauca E.S.P. y CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. se permite evidenciar que, incluso teniendo la segunda (71.540 \$/usuario) y la tercera (43.268 \$/usuario) posición en las remuneraciones por suscriptor más altas en comparación con los demás prestadores, no evidencia una mejor calidad del servicio ya que presentan un SAIDI promedio de 7,13 y 5,10 respectivamente.

Se resalta el caso de RUITOQUE que tiene el ingreso por usuario más alto (88.571 \$/usuario) y tiene el SAIDI promedio más bajo del trimestre igual a 0,46. ELECTROCAQUETÁ presenta el segundo SAIDI más alto (7,59) pero su ingreso per cápita es el número 6 de menor a mayor (26.884 \$/usuario), sin embargo, es importante anotar que la diferencia geográfica, climatológica y de densidad entre cada uno de los mercados puede ser causante de estos comportamientos.

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 incumbentes, 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; 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 este económicamente sustentado.



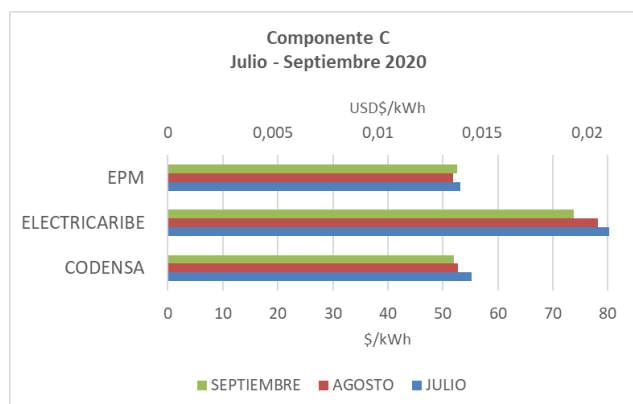
Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas un eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República dando como resultado un valor de 3.730,15 \$/USD\$.

Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 2,53% en promedio para el tercer trimestre del 2020 pasando de 58,40 \$/kWh a 59,88 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 50,71 \$/kWh, en el mes de agosto. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 79,24 \$/kWh, en el mes de julio, presentando un incremento de 3,18 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de julio de 2020, particularmente se presentó un aumento en el Costo Variable de Comercialización (C*) debido a un incremento en los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la comercialización (CFE) ya que la variable Sub2 es igual a cero y que generalmente resta en la fórmula. Así mismo, el CU parcial del mes m-1 es mayor aproximadamente en 12\$/kWh comparado con los meses anteriores.

El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales, razón por la cual la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. presenta el costo de comercialización más alto en comparación con las otras dos empresas del grupo. Adicionalmente, Electricaribe S.A. E.S.P. presenta 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.

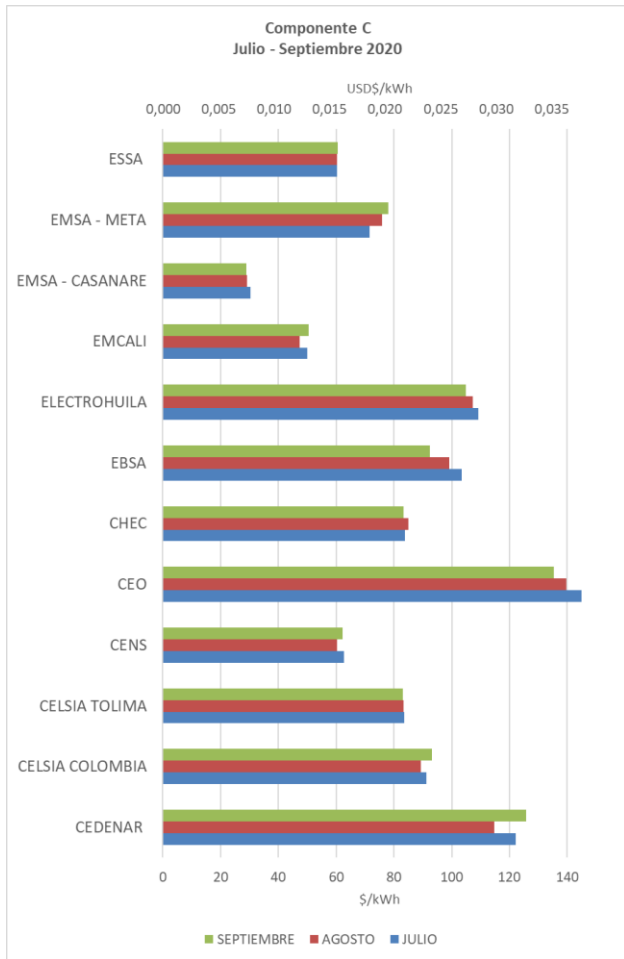
Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CODENSA	54,06	51,69	50,96
ELECTRICARIBE	79,24	76,56	72,20
EPM	52,03	50,71	51,49



Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 80,92 \$/kWh para el tercer trimestre del año 2020. 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 28,06 \$/kWh, sin embargo, este presentó un aumento en 8,23 \$/kWh en comparación con el menor valor registrado por la misma empresa respecto al trimestre inmediatamente anterior, lo anterior, debido a una disminución considerable en la ventas de energía a usuarios regulados en ese mercado; 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 mes de julio, con un valor de 140,58 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	118,55	111,35	122,06
CELSIA COLOMBIA	88,50	86,74	90,32
CELSIA TOLIMA	81,04	80,74	80,53
CENS	60,79	58,51	60,47
CEO	140,58	135,47	131,27
CHEC	81,22	82,51	80,90
EBSA	100,41	96,07	89,64
ELECTROHUILA	105,84	104,11	101,81
EMCALI	48,49	45,86	49,06
EMSA - CASANARE	29,52	28,19	28,06
EMSA - META	69,38	73,51	75,75
ESSA	58,53	58,53	58,74



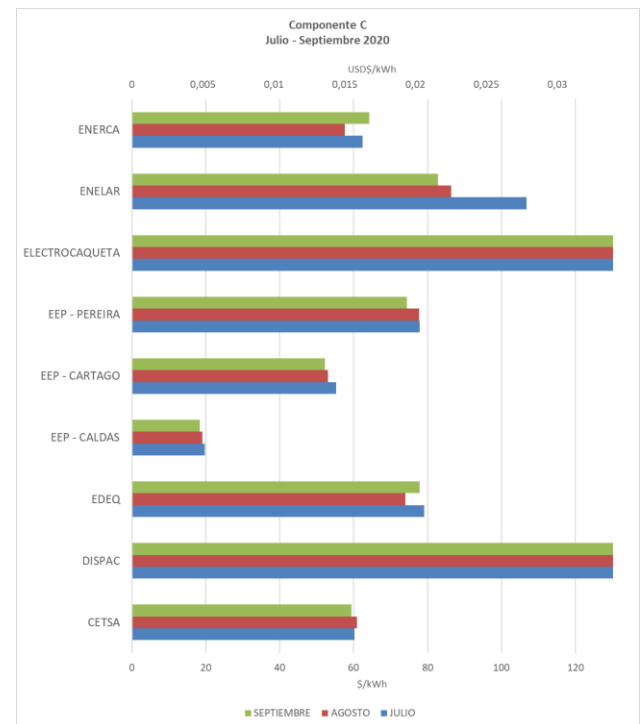
Dentro del grupo 2, las empresas Cedonar S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el 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 2020 de 76,72 \$/kWh, 5,51 \$/kWh por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de septiembre de 2020 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 17,90 \$/kWh, es importante mencionar que este mercado no es el incumbente para esta empresa; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de septiembre de 2020 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A.

E.S.P. -DISPAC, con un valor de 138,30 \$/kWh, estando este 9,5 \$/kWh por encima del mayor valor registrado por la empresa en el segundo trimestre 2020. El aumento en el valor del componente se debe al valor de la variable ventas reguladas (VR_{i,j,m-2}) utilizada, ya que presenta una disminución respecto a los meses anteriores y que de acuerdo con la metodología, corresponde a un denominador por lo que entre más pequeño sea, mayor será el resultado de la división.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	58,59	59,23	57,74
DISPAC	134,25	131,96	138,30
EDEQ	76,91	72,01	75,75
EEP - CALDAS	19,22	18,50	17,90
EEP - CARTAGO	53,79	51,64	50,77
EEP - PEREIRA	75,67	75,54	72,39
ELECTROCAQUETA	127,84	127,84	127,84
ENELAR	103,81	84,04	80,56
ENERCA	60,76	56,07	62,44



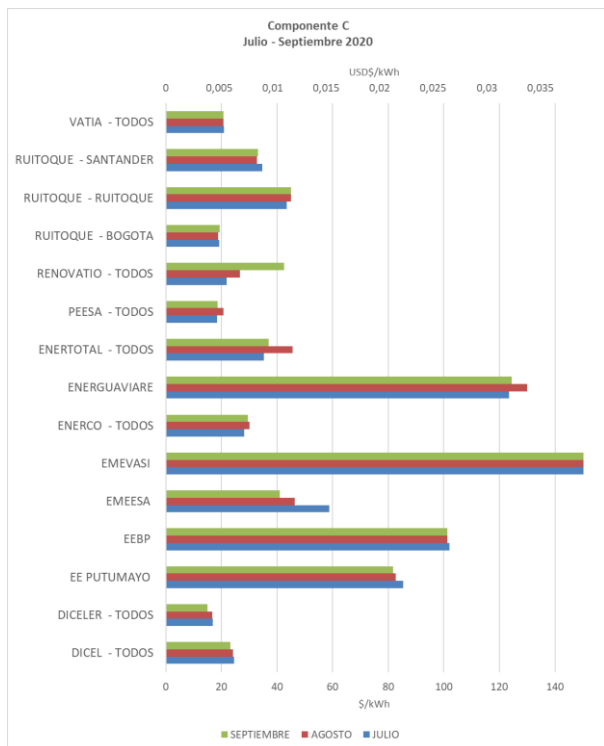
Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dichel S.A. E.S.P., Renovatio S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P. y Ruitoque S.A. E.S.P. fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.



Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DICEL - TODOS	23,83	23,53	22,58
DICELER - TODOS	16,38	16,27	14,49
EE PUTUMAYO	82,89	80,27	79,29
EEBP	98,94	98,25	98,27
EMEESA	57,06	45,05	39,81
EMEVASI	152,43	151,31	147,28
ENERCO - TODOS	27,37	29,17	28,62
ENERGUAVIARE	119,71	125,99	120,60
ENERTOTAL - TODOS	34,24	44,20	35,83
PEESA - TODOS	17,80	20,16	18,15
RENOVATIO - TODOS	21,22	25,82	41,20
RUITOQUE - BOGOTA	18,54	18,27	18,79
RUITOQUE - RUITOQUE	42,11	43,68	43,58
RUITOQUE - SANTANDER	33,72	31,71	32,17
VATIA - TODOS	20,36	20,06	20,04

** La información de PEESA fue tomada del SUJ pero no se encuentra actualizada ya que ha republicado la información del trimestre en varias ocasiones y se encuentra en seguimiento por parte de la SSPD.



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 51,13 \$/kWh para el tercer trimestre de 2020, 2,43% por encima del promedio del segundo trimestre 2020. Dentro del trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa DICELE S.A. E.S.P., con un valor igual a 14,49 \$/kWh en el mes de septiembre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de julio en la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 152,43 \$/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
CEDENAR	40,16	41,28	40,89
CELSIA COLOMBIA	46,77	47,96	47,52
CELSIA TOLIMA	76,83	74,71	74,09
CENS	63,81	61,73	62,50
CEO	50,51	44,98	44,39
CETSA	43,92	45,13	44,69
CHEC	47,60	47,82	46,53
CODENSA	39,79	48,92	47,62
DICEL*	50,58	50,28	48,91
DICELER*	44,99	39,37	35,80
DISPAC	42,83	41,28	40,89
EBSA	45,01	49,80	48,94
EDEQ	46,86	46,81	47,29
EE PUTUMAYO	44,97	45,29	45,13
EEBP	41,65	42,77	42,36
EEL*	63,63	56,45	55,00
ELECTRICARIBE	47,48	40,22	40,43
ELECTROCAQUETA	36,17	36,17	36,17
ELECTROHUILA	43,47	44,56	44,14
EMCALI	43,97	44,43	44,68
EMEESA	30,58	36,67	37,83
EMEVASI	42,34	43,50	43,07
EMSA*	43,81	43,69	43,22
ENELAR	40,65	41,30	40,48
ENERCA	44,13	42,98	42,92
ENERCO*	48,11	47,41	45,84
ENERGUAVIARE	52,81	43,03	42,26
ENERTOTAL*	63,67	64,90	62,55
EPM	48,93	49,40	49,65
ESSA	51,18	52,34	50,98
PEESA*	59,90	48,58	47,66
RENOVATIO*	45,99	49,03	47,59
RUITOQUE*	44,51	45,88	45,06
VATIA*	46,92	48,29	47,89

* 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 EMEESA S.A. E.S.P. en el mes de julio de 2020 con 30,58 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el julio de 2020 para la empresa Celsia Tolima S.A. E.S.P. con 76,83 \$/kWh.

Desde el trimestre anterior, 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 el promedio del tercer trimestre de 2020 de cargos CPROG de cada uno de los Operadores de Red que cuentan con aprobación de ingresos, considerando que esta variable no presenta cambios considerables de un mes a otro:

Operador de Red	CPROG Promedio \$/kWh
CEDENAR	0
EMCALI	0
EEP-Cartago	0
EBSA	2,56
ESSA	4,04
CETSA	4,13
CELSIA COLOMBIA	5,61
CODENSA	7,04
EPM	7,06
CENS	7,97
EDEQ	8,34
CHEC	9,22
CEO	9,39
CELSIA TOLIMA	10,34
EEP-Pereira	11,64

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.

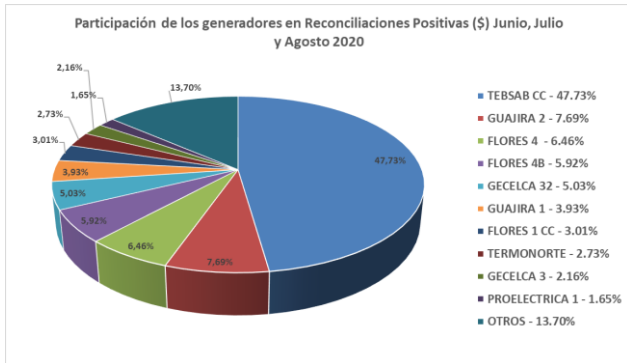
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación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

Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este primer trimestre de 2019, conforman alrededor del 90% de las restricciones trasladadas a la demanda.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

Reconciliación Positiva
más (+)
Servicio_AG
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 2020:



*CC: Ciclo combinado

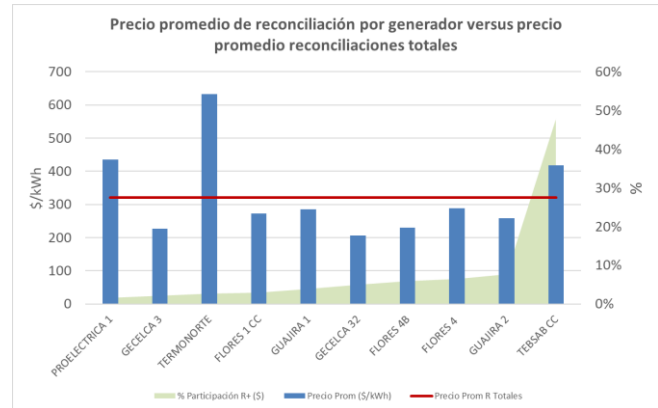
En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2020, se puede evidenciar que generadores como Tebsa CC y Flores 4B continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas \$; sin embargo, para este tercer trimestre, salieron Guavio, San Caros y Guajira 1 del top 5 e ingresaron Guajira 2, Flores 4 y Gecelca 32. Tebsa CC continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 48% de las mismas.

Así mismo, se evidencia que, en el top 10 de generadores con mayor participación Tebsa y Flores 1, en alguno de los meses del trimestre utilizaron ciclos combinados (CC).

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 2020. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la siguiente gráfica pueden observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama

circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 86% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos, que, comparado con el segundo trimestre de 2020, ingresaron Flores 4, Gecelca 32, Termonorte y Gecelca 3.



*CC: Ciclo combinado

Para el tercer trimestre, Tebsa aumentó su participación en 8,62 puntos porcentuales; con un precio promedio cercano al precio promedio de 417,85 \$/kWh, siendo este el de mayor participación; Termonorte ingresa al top 10 de los generadores con mayor participación, con el precio promedio más alto y una participación de 2,73%. Por otro lado, Flores 4B y Proeléctrica disminuyeron su participación en 2,22 y 0,47 puntos porcentuales respectivamente.

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 2019 a septiembre de 2020, en donde se puede evidenciar el valor del componente presenta una tendencia creciente.

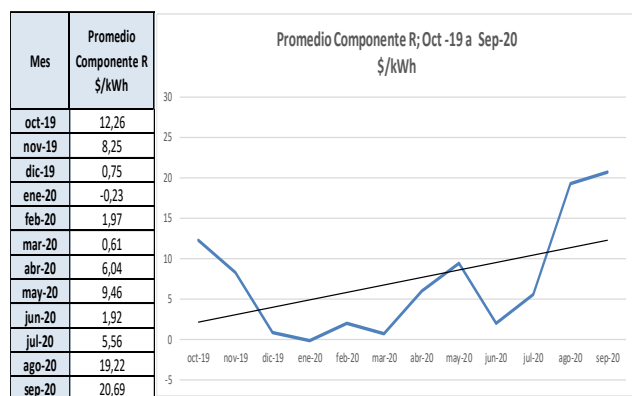
Para el primer trimestre 2020, la tendencia decreciente continúa hasta alcanzar un valor de -0,23 \$/kWh en el mes de enero de 2020 y aunque en febrero su valor incrementó en marzo volvió a caer hasta 0,60 \$/kWh. La disminución podría deberse, entre otras causas, a la ejecución de garantías por un valor aproximado de 62.530 millones de pesos, así mismo, a la aplicación del alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. CREG 060 de 2019 por un valor de 1.879 millones de pesos aproximadamente.

Ya para el segundo trimestre de 2020, el mes de mayo alcanzó su mayor valor (9,46 \$/kWh); sin embargo, para finales del trimestre el valor volvió a caer hasta alcanzar un



valor de 1,92 \$/kWh, lo que significó una disminución de 7,54\$/kWh respecto al mes de mayo de 2020.

Para el tercer trimestre 2020, se evidencia una tendencia creciente pasando de 1,92\$/kWh a finales del segundo trimestre 2020 hasta alcanzar en el mes de septiembre un valor de 20,69\$/kWh, siendo este el mayor valor promedio en lo corrido del año. 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 merito, 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.



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 este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas de los meses de junio, julio y agosto de 2020 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre de 2020.

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 15,68% del total de las restricciones asignadas, con un valor en pesos estable.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 96,65% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. CREG 060 de 2019, lo anterior, debido 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. Por un valor de 710 millones de pesos, lo que representa una participación de 3,34% 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 2020 y corresponde a los meses de junio, julio y agosto de 2020.

Concepto	Valor en pesos
+ TotalRestricciones (\$)	220.966.639.740
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	1.003.377.540
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	41.272.048.683
Total Restricciones asignadas	263.242.065.963
- Rentas de congestión (\$)	20.589.577.641
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	710.954.297
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	3.181.136
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	21.303.713.074
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	241.938.352.889

9. 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 2020) 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 particular⁷⁸.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	551,54
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	552,24
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	552,90
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	557,28
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	580,55
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	DICEL	CENTRO	545,23
CALDAS	VATIA	CENTRO	549,23
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550,84
CALDAS	EEP	CENTRO	563,74
CALDAS	PEESA	CENTRO	576,39
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564,17
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	566,83
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570,40
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	592,52
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	547,82
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550,31
PEREIRA	VATIA	CENTRO	552,82
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554,76
PEREIRA	PEESA	CENTRO	578,43
PEREIRA	EEP	CENTRO	602,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548,36
QUINDIO	VATIA	CENTRO	550,30
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,38
QUINDIO	PEESA	CENTRO	578,39
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624,36
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	558,79
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	577,65
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	556,47
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	558,76
SANTANDER	VATIA	CENTRO	564,55
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576,04
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97
SANTANDER	PEESA	CENTRO	584,72

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	595,55
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	440,74
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	442,93
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	465,62
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	471,53
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	491,27
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	550,93
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	671,97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704,20
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	704,49
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	737,65
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	552,25
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605,80
CAQUETA	VATIA	SUR	546,01
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	PEESA	SUR	576,61
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	602,96
CASANARE	DICEL	SUR	537,70
CASANARE	VATIA	SUR	545,11
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	EMSA	SUR	555,49
CASANARE	PEESA	SUR	576,88
CASANARE	ENERCA	SUR	590,66
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	VATIA	SUR	545,88
META	DICEL	SUR	546,92
META	PEESA	SUR	579,02
META	EMSA	SUR	600,02
PUTUMAYO	VATIA	SUR	545,80
PUTUMAYO	PEESA	SUR	583,75
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	524,38
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	528,36
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	540,84
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	554,06
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	574,36
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516,48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530,50
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536,83
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573,64
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	598,76
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	525,32
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	533,84
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539,07
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	561,09
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	562,48
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	648,87
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	526,24
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	529,70
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,08
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	540,72
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	559,72
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	530,08
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,43
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545,53
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	554,11
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN	EMESA	OCCIDENTE	515,58
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	525,77
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	533,43
TULLUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,64
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	556,80
TULLUA	CESA	OCCIDENTE	564,26
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	517,43
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	497,98
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507,29
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507,71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	508,25
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	518,84
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	521,79
BOGOTA	CONDENSA	ORIENTE	536,14
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	550,58
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523,65
BOYACA	VATIA	ORIENTE	524,08
BOYACA	PEESA	ORIENTE	551,72
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557,00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	561,01
BOYACA	EBSA	ORIENTE	572,13
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	VATIA	ORIENTE	517,60
HUILA	DICEL	ORIENTE	525,30
HUILA	PEESA	ORIENTE	547,43
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

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.

10. Usuarios no regulados

La Ley 143 de 1994 definió al usuario no regulado como la persona natural o jurídica, con una demanda máxima

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

⁸ La información de PEESA fue tomada del SUI pero no se encuentra actualizada ya que ha republicado la información del trimestre en varias ocasiones y se encuentra en seguimiento por parte de la SSPD.



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 2020, 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 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 2020 y que es igual a 117,46 \$/kWh, correspondiente a julio 31 de 2020.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del tercer trimestre de 2020, igual a 36,29 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 117,46 \$/kWh y el T promedio de 36,29 \$/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 Costa Caribe, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 117,46 \$/kWh y el T promedio de 36,29 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de



sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar.

- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del tercer trimestre de 2020 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 2020 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (15,16 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CU_{Min} resumidos en la 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	381,50
CENTRO	NT2	328,74
CENTRO	NT3	244,39
CENTRO	NT4	210,53
OCCIDENTE	NT1	363,46
OCCIDENTE	NT2	305,49
OCCIDENTE	NT3	252,11
OCCIDENTE	NT4	210,53
ORIENTE	NT1	352,19
ORIENTE	NT2	314,77
ORIENTE	NT3	291,53
ORIENTE	NT4	210,53
SUR	NT1	381,85
SUR	NT2	335,31
SUR	NT3	270,46
SUR	NT4	210,53
COSTA CARIBE	NT1	296,18
COSTA CARIBE	NT2	262,05
COSTA CARIBE	NT3	239,83
COSTA CARIBE	NT4	199,03
CHOCO	NT1	314,86
CHOCO	NT2	275,33
TOLIMA	NT1	433,94
TOLIMA	NT2	366,58
TOLIMA	NT3	274,45
TOLIMA	NT4	213,31

A continuación, se presentan algunos resultados relevantes observados para cada nivel de tensión aclarando que a la fecha existen reportes pendientes del Formato TC2 por parte de algunas empresas, razón por la cual se evidenciará una disminución en la cantidad de información respecto a los trimestres anteriores.

De igual manera, la SSPD se encuentra trabajando de la mano con las empresas para lograr los objetivos de cargue de información y brindar a todos los grupos de interés información actualizada.

Nivel de Tensión 1

Para el tercer trimestre de 2020, el CU promedio más alto corresponde al sector Comercial atendido por EEP S.A. E.S.P. en el ADD Centro con un valor de 543,12 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Oficial, servicio prestado por EMCALI E.S.P. con 379,57 \$/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 2020 correspondientes al tercer trimestre es para la empresa PEESA S.A. E.S.P. con 554,26 \$/kWh en el sector Alumbrado Público del ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a DICEL S.A. E.S.P. con 344,34 \$/kWh para el sector Comercial del mercado de comercialización Costa Caribe 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 2020 corresponde a ECOPETROL ENERGÍA S.A. E.S.P., con 737,80 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a DICEL S.A. E.S.P. con 287,95 \$/kWh para el sector Comercial en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este tercer trimestre del año 2020 corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. con 313,15 \$/kWh en el sector Comercial del mercado Costa Caribe; por su parte, ISAGEN S.A. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 268,40 \$/kWh en el sector Industrial para el mercado Costa Caribe.

STN



De acuerdo con la información reportada al SUI, para este trimestre no se identifica información de usuarios reportados al STN.

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 mercado Costa Caribe, 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 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	545,28
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	552,34
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	552,90
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	555,29
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	620,35
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	VATIA	CENTRO	536,29
CALDAS	DICEL	CENTRO	545,23
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550,84
CALDAS	EEP	CENTRO	563,74
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
CALDAS	PEESA	CENTRO	616,30
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	554,92
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564,17
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570,40
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	626,79
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	539,89
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	547,82
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550,31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554,76
PEREIRA	EEP	CENTRO	602,97
PEREIRA	PEESA	CENTRO	616,74
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	VATIA	CENTRO	537,32
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548,36
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,38
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	PEESA	CENTRO	617,57
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624,36
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	558,79
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	625,98
SANTANDER	VATIA	CENTRO	551,93
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	556,47
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	558,76
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576,04
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97
SANTANDER	PEESA	CENTRO	625,60

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	517,37
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	524,38
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526,32
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	540,84
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	566,72
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	602,74
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516,48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530,50
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536,83
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573,64
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	654,42
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	522,67
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	525,32
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539,07
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	561,09
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	608,37
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	680,76
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	518,40
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	526,24
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,08
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	540,72
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	605,32
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	519,52
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,43
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545,53
NARIÑO	CEDEMAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	601,51
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN	EMESA	OCCIDENTE	510,10
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	514,64
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	533,50
TULLIA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,64
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	601,49
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	505,02
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	502,46
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507,29
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507,71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	508,25
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	521,79
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	533,05
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	536,14
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	591,00
BOYACA	VATIA	ORIENTE	509,68
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523,65
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557,00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	561,01
BOYACA	EBSA	ORIENTE	572,13
BOYACA	PEESA	ORIENTE	597,93
HUILA	PEESA	ORIENTE	510,68
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	VATIA	ORIENTE	521,35
HUILA	DICEL	ORIENTE	552,83
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	536,29
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605,80
CAQUETA	VATIA	SUR	528,07
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	602,96
CAQUETA	PEESA	SUR	624,19
CASANARE	VATIA	SUR	526,84
CASANARE	DICEL	SUR	537,70
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	EMSA	SUR	555,49
CASANARE	ENERCA	SUR	590,56
CASANARE	PEESA	SUR	624,60
META	VATIA	SUR	527,82
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	DICEL	SUR	546,92
META	EMSA	SUR	600,02
META	PEESA	SUR	625,66
PUTUMAYO	VATIA	SUR	527,64
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
PUTUMAYO	PEESA	SUR	639,20
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	597,33
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	442,93
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	450,48
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	455,12
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	470,39
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	471,53
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	520,84
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	538,89
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	553,19
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	671,97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	693,83
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704,20
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	793,49
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

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



Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para agosto de 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	552,32
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	552,34
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	552,90
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	560,24
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	563,13
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	DICEL	CENTRO	545,23
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550,84
CALDAS	VATIA	CENTRO	553,77
CALDAS	PEESA	CENTRO	555,99
CALDAS	EEP	CENTRO	563,74
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564,17
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570,40
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	571,06
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	574,98
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	547,82
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550,31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554,76
PEREIRA	VATIA	CENTRO	557,08
PEREIRA	PEESA	CENTRO	558,80
PEREIRA	EEP	CENTRO	602,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548,36
QUINDIO	VATIA	CENTRO	555,26
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,38
QUINDIO	PEESA	CENTRO	558,36
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624,36
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	553,21
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	558,79
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	556,47
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	558,76
SANTANDER	PEESA	CENTRO	563,98
SANTANDER	VATIA	CENTRO	569,27
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576,04
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	524,38
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	530,06
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	531,94
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	540,84
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	566,72
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516,48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530,50
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536,83
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	568,93
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573,64
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	525,32
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	535,45
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	537,25
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539,07
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	561,09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	632,56
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	526,24
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	531,65
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	534,51
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,08
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	540,72
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	528,19
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	531,65
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,43
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545,53
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN	EMEESA	OCCIDENTE	517,97
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	527,45
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	532,02
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	533,39
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,64
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	519,79
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	497,15
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507,29
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507,71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	508,25
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	521,79
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	524,31
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	527,95
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	536,14
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523,65
BOYACA	PEESA	ORIENTE	526,32
BOYACA	VATIA	ORIENTE	527,44
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557,00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	561,01
BOYACA	ESSA	ORIENTE	572,13
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	PEESA	ORIENTE	516,45
HUILA	VATIA	ORIENTE	520,40
HUILA	DICEL	ORIENTE	525,30
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	555,73
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605,80
CAQUETA	PEESA	SUR	549,80
CAQUETA	VATIA	SUR	550,57
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	602,96
CASANARE	DICEL	SUR	537,70
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	VATIA	SUR	549,71
CASANARE	PEESA	SUR	550,02
CASANARE	EMSA	SUR	555,49
CASANARE	ENERCA	SUR	590,66
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	DICEL	SUR	546,92
META	VATIA	SUR	550,44
META	PEESA	SUR	552,71
META	EMSA	SUR	600,02
PUTUMAYO	VATIA	SUR	550,38
PUTUMAYO	PEESA	SUR	553,21
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	594,66
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	442,93
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	450,96
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	468,00
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	470,97
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	471,53
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	553,19
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLUMA	CELSIA TOLUMA	SIN ADD	607,97
TOLUMA	ENERCO	SIN ADD	671,97
TOLUMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLUMA	DICEL	SIN ADD	704,20
TOLUMA	VATIA	SIN ADD	707,35
TOLUMA	PEESA	SIN ADD	708,45
TOLUMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

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



Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para septiembre de 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	547.02
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	552.34
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	552.90
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	561.07
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	565.53
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567.36
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629.06
CALDAS	DICEL	CENTRO	545.23
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550.84
CALDAS	PEESA	CENTRO	556.90
CALDAS	VATIA	CENTRO	557.63
CALDAS	EEP	CENTRO	563.74
CALDAS	CHEC	CENTRO	602.94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608.41
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564.17
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570.40
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	574.51
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	575.79
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596.46
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	547.82
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550.31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554.76
PEREIRA	PEESA	CENTRO	559.75
PEREIRA	VATIA	CENTRO	561.50
PEREIRA	EEP	CENTRO	602.97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641.23
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548.36
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556.38
QUINDIO	VATIA	CENTRO	558.32
QUINDIO	PEESA	CENTRO	559.23
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586.37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624.36
RUIOQUE	PEESA	CENTRO	553.76
RUIOQUE	RUIOQUE	CENTRO	558.79
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	556.47
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557.44
SANTANDER	RUIOQUE	CENTRO	558.76
SANTANDER	PEESA	CENTRO	564.57
SANTANDER	VATIA	CENTRO	572.46
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576.04
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583.97

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	524.38
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526.32
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	527.50
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	537.63
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	540.84
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCAJ	OCCIDENTE	589.66
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646.75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516.48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530.50
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536.83
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	572.94
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573.64
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633.41
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	525.32
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539.07
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	541.82
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	543.40
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	561.09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	633.28
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639.55
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	526.24
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538.08
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	539.07
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	539.32
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	540.72
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593.57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630.09
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	532.64
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534.43
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	539.07
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545.53
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590.44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644.73
POPAYAN	EMESA	OCCIDENTE	518.67
TULLA	DICEL	OCCIDENTE	533.39
TULLA	VATIA	OCCIDENTE	535.21
TULLA	PEESA	OCCIDENTE	536.90
TULLA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543.64
TULLA	CETSA	OCCIDENTE	564.26
TULLA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614.57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	527.47
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586.52
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	463.75
BOGOTA	RUIOQUE	ORIENTE	507.29
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507.71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	508.25
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	521.79
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	529.76
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	532.80
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	536.14
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562.14
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514.80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523.65
BOYACA	PEESA	ORIENTE	530.90
BOYACA	VATIA	ORIENTE	535.12
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557.00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	561.01
BOYACA	EBSA	ORIENTE	572.13
HUILA	VATIA	ORIENTE	508.15
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512.75
HUILA	PEESA	ORIENTE	524.55
HUILA	DICEL	ORIENTE	525.30
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611.75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	564.72
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605.80
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551.94
CAQUETA	PEESA	SUR	555.83
CAQUETA	VATIA	SUR	559.38
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	602.96
CASANARE	DICEL	SUR	537.70
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548.87
CASANARE	EMSA	SUR	555.49
CASANARE	PEESA	SUR	556.01
CASANARE	VATIA	SUR	558.77
CASANARE	ENERCA	SUR	590.66
META	RENOVATIO	SUR	545.02
META	DICEL	SUR	546.92
META	PEESA	SUR	558.68
META	VATIA	SUR	559.37
META	EMSA	SUR	600.02
PUTUMAYO	PEESA	SUR	558.85
PUTUMAYO	VATIA	SUR	559.40
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626.77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663.08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	594.66
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	400.87
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	442.93
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450.48
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	466.93
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	470.77
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	471.53
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520.84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	546.42
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571.70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607.97
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	671.97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684.62
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704.20
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	711.00
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	712.29
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797.25

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



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

Julio

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JULIO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	602,76	596,46
JULIO	CENTRO	CHEC	CALDAS	609,89	602,94
JULIO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	603,45	586,37
JULIO	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA UNIFICADO	641,74	629,06
JULIO	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	617,58	608,41
JULIO	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	657,93	641,23
JULIO	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	645,78	624,36
JULIO	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	579,80	576,04
JULIO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	581,22	567,36
JULIO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	585,51	583,97
JULIO	CENTRO	PEESA	ANTIOQUIA UNIFICADO	621,13	620,35
JULIO	CENTRO	PEESA	CALDAS	617,21	616,30
JULIO	CENTRO	PEESA	NORTE DE SANTANDER	639,44	626,79
JULIO	CENTRO	PEESA	PEREIRA	617,73	616,74
JULIO	CENTRO	PEESA	QUINDIO	618,46	617,57
JULIO	CENTRO	PEESA	RUITOQUE	626,78	625,98
JULIO	CENTRO	PEESA	SANTANDER	626,23	625,60
JULIO	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA UNIFICADO	557,65	552,90
JULIO	CENTRO	DICEL	CALDAS	550,52	545,23
JULIO	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	568,21	564,17
JULIO	CENTRO	DICEL	PEREIRA	568,12	550,31
JULIO	CENTRO	DICEL	QUINDIO	553,17	548,36
JULIO	CENTRO	DICEL	SANTANDER	562,24	557,44
JULIO	CENTRO	EPP	PEREIRA	572,77	563,74
JULIO	CENTRO	EPP	CALDAS	629,46	602,97
JULIO	CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA UNIFICADO	544,91	555,29
JULIO	CENTRO	ENERCO	PEREIRA	545,18	547,82
JULIO	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA UNIFICADO	555,17	552,34
JULIO	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	555,03	550,84
JULIO	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	575,61	570,40
JULIO	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	576,41	554,76
JULIO	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	588,10	556,38
JULIO	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	564,40	556,47
JULIO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	562,62	558,79
JULIO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	564,48	558,76
JULIO	CENTRO	VATIA	ANTIOQUIA UNIFICADO	545,28	545,28
JULIO	CENTRO	VATIA	CALDAS	536,29	536,29
JULIO	CENTRO	VATIA	NORTE DE SANTANDER	554,92	554,92
JULIO	CENTRO	VATIA	PEREIRA	539,89	539,89
JULIO	CENTRO	VATIA	QUINDIO	537,32	537,32
JULIO	CENTRO	VATIA	SANTANDER	551,93	551,93

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JULIO	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA	536,14	536,14
JULIO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	587,80	572,13
JULIO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	606,93	611,75
JULIO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	574,43	562,14
JULIO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	569,08	557,00
JULIO	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	513,73	507,17
JULIO	ORIENTE	PEESA	BOYACA	516,41	509,85
JULIO	ORIENTE	PEESA	HUILA	517,24	510,68
JULIO	ORIENTE	DICEL	BOGOTA	520,26	521,79
JULIO	ORIENTE	DICEL	BOYACA	527,05	523,65
JULIO	ORIENTE	DICEL	HUILA	524,63	525,30
JULIO	ORIENTE	DICELER	BOGOTA	535,98	533,05
JULIO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	586,52	586,52
JULIO	ORIENTE	ENERCO	BOGOTA	507,47	508,25
JULIO	ORIENTE	ENERCO	BOYACA	572,95	561,01
JULIO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	585,30	562,14
JULIO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	584,71	557,00
JULIO	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	583,52	591,00
JULIO	ORIENTE	PEESA	BOYACA	590,25	597,93
JULIO	ORIENTE	PEESA	HUILA	586,18	593,71
JULIO	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA	524,95	507,71
JULIO	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	532,65	514,80
JULIO	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	535,81	512,75
JULIO	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA	509,52	507,29
JULIO	ORIENTE	VATIA	ARAUCA	505,02	505,02
JULIO	ORIENTE	VATIA	BOGOTA	502,46	502,46
JULIO	ORIENTE	VATIA	BOYACA	509,68	509,68
JULIO	ORIENTE	VATIA	HUILA	505,18	505,18

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JULIO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	618,26	590,44
JULIO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	EPSAU	607,30	593,57
JULIO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	672,86	680,76
JULIO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	577,53	564,26
JULIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	666,82	646,75
JULIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	705,22	633,41
JULIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	656,68	639,55
JULIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	EPSAU	645,48	630,09
JULIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	669,19	644,73
JULIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	645,03	614,57
JULIO	OCCIDENTE	PEESA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	597,39	602,74
JULIO	OCCIDENTE	PEESA	CARTAGO	647,79	654,42
JULIO	OCCIDENTE	PEESA	CAUCA	603,16	608,37
JULIO	OCCIDENTE	PEESA	EPSAU	600,06	605,32
JULIO	OCCIDENTE	PEESA	NARIÑO	596,22	601,51
JULIO	OCCIDENTE	PEESA	TULLUA	596,28	601,49
JULIO	OCCIDENTE	DICEL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	543,91	540,84
JULIO	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	575,40	536,83
JULIO	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	563,53	561,09
JULIO	OCCIDENTE	DICEL	EPSAU	540,72	540,72
JULIO	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	549,22	545,53
JULIO	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	533,39	533,50
JULIO	OCCIDENTE	EPP	CARTAGO	629,21	573,64
JULIO	OCCIDENTE	EMCALI	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	567,13	566,72
JULIO	OCCIDENTE	ENERCO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	521,32	524,38
JULIO	OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	528,83	525,32
JULIO	OCCIDENTE	ENERCO	EPSAU	524,83	526,24
JULIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	539,51	526,32
JULIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	539,11	530,50
JULIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	552,33	539,07
JULIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	EPSAU	564,55	538,08
JULIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	599,85	534,43
JULIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	545,06	543,64
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	517,37	517,37
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	553,42	516,48
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	CAUCA	522,67	522,67
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	EPSAU	518,40	518,40
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	NARIÑO	519,52	519,52
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	TULLUA	514,64	514,64

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JULIO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	619,42	626,77
JULIO	SUR	EERP	BAJO PUTUMAYO	611,30	605,80
JULIO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	602,96	602,96
JULIO	SUR	EMEVAESI	SIBUNDOY	670,65	663,08
JULIO	SUR	DICEL	CASANARE	537,70	537,70
JULIO	SUR	DICEL	META	546,92	546,92
JULIO	SUR	EMSA	CASANARE	555,49	555,49
JULIO	SUR	EMSA	META	600,02	600,02
JULIO	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	561,60	551,94
JULIO	SUR	RENOVATIO	CASANARE	555,89	548,87
JULIO	SUR	RENOVATIO	META	557,23	545,02
JULIO	SUR	VATIA	BAJO PUTUMAYO	536,29	536,29
JULIO	SUR	VATIA	CAQUETA	528,07	528,07
JULIO	SUR	VATIA	CASANARE	526,84	526,84
JULIO	SUR	VATIA	META	527,82	527,82
JULIO	SUR	VATIA	PUTUMAYO	527,64	527,64
JULIO	SUR	ENERCA	CASANARE	590,66	590,66
JULIO	SUR	PEESA	CAQUETA	607,64	624,19
JULIO	SUR	PEESA	CASANARE	608,04	624,60
JULIO	SUR	PEESA	META	609,10	625,66
JULIO	SUR	PEESA	PUTUMAYO	622,64	639,20



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JULIO	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	761,76	607,97
JULIO	SIN ADD	ELECTRICARIBE	COSTA CARIBE	554,33	553,19
JULIO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	659,70	571,70
JULIO	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	552,31	520,84
JULIO	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	846,60	797,25
JULIO	SIN ADD	DICEL	COSTA CARIBE	471,42	471,53
JULIO	SIN ADD	DICEL	TOLIMA	716,93	704,20
JULIO	SIN ADD	DICELER	COSTA CARIBE	479,27	470,39
JULIO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	596,34	597,33
JULIO	SIN ADD	ENERCO	COSTA CARIBE	455,35	442,93
JULIO	SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	700,48	671,97
JULIO	SIN ADD	RENOVATIO	COSTA CARIBE	473,78	450,48
JULIO	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	712,64	684,62
JULIO	SIN ADD	VATIA	COSTA CARIBE	455,12	455,12
JULIO	SIN ADD	VATIA	TOLIMA	693,83	693,83
JULIO	SIN ADD	PEESA	COSTA CARIBE	530,92	538,89
JULIO	SIN ADD	PEESA	TOLIMA	782,64	793,49

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

Agosto

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	607,41	596,46
AGOSTO	CENTRO	CHEC	CALDAS	616,65	602,94
AGOSTO	CENTRO	EDEQ	QUIINDIO	605,43	586,37
AGOSTO	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA UNIFICADO	658,26	629,06
AGOSTO	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	633,72	608,41
AGOSTO	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	673,56	641,23
AGOSTO	CENTRO	ENERTOTAL	QUIINDIO	660,73	624,36
AGOSTO	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	589,66	576,04
AGOSTO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	589,85	567,36
AGOSTO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	598,45	583,97
AGOSTO	CENTRO	PEESA	ANTIOQUIA UNIFICADO	561,12	560,24
AGOSTO	CENTRO	PEESA	CALDAS	556,86	555,99
AGOSTO	CENTRO	PEESA	NORTE DE SANTANDER	573,15	574,98
AGOSTO	CENTRO	PEESA	PEREIRA	559,68	558,80
AGOSTO	CENTRO	PEESA	QUIINDIO	559,12	558,36
AGOSTO	CENTRO	PEESA	RUITOQUE	554,10	553,21
AGOSTO	CENTRO	PEESA	SANTANDER	564,88	563,98
AGOSTO	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA UNIFICADO	566,01	552,90
AGOSTO	CENTRO	DICEL	CALDAS	564,54	545,23
AGOSTO	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	581,11	564,17
AGOSTO	CENTRO	DICEL	PEREIRA	575,12	550,31
AGOSTO	CENTRO	DICEL	QUIINDIO	564,17	548,36
AGOSTO	CENTRO	DICEL	SANTANDER	570,79	557,44
AGOSTO	CENTRO	EEP	CALDAS	547,96	563,74
AGOSTO	CENTRO	EEP	PEREIRA	607,06	602,97
AGOSTO	CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA UNIFICADO	537,60	552,32
AGOSTO	CENTRO	ENERCO	PEREIRA	539,73	547,82
AGOSTO	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA UNIFICADO	552,04	552,34
AGOSTO	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	555,10	550,84
AGOSTO	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	573,39	570,40
AGOSTO	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	571,53	554,76
AGOSTO	CENTRO	RENOVATIO	QUIINDIO	555,83	556,38
AGOSTO	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	557,80	556,47
AGOSTO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	566,98	558,79
AGOSTO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	565,09	558,76
AGOSTO	CENTRO	VATIA	ANTIOQUIA UNIFICADO	563,13	563,13
AGOSTO	CENTRO	VATIA	CALDAS	553,77	553,77
AGOSTO	CENTRO	VATIA	NORTE DE SANTANDER	571,06	571,06
AGOSTO	CENTRO	VATIA	PEREIRA	557,08	557,08
AGOSTO	CENTRO	VATIA	QUIINDIO	555,26	555,26
AGOSTO	CENTRO	VATIA	SANTANDER	569,27	569,27

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	626,72	590,44
AGOSTO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	EPSAU	620,68	593,57
AGOSTO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	632,56	632,56
AGOSTO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	592,18	564,26
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	681,77	646,75
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	711,38	633,41
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	668,54	639,55
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	EPSAU	672,76	630,09
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	676,86	644,73
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	787,68	614,57
AGOSTO	OCCIDENTE	PEESA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	532,83	531,94
AGOSTO	OCCIDENTE	PEESA	CARTAGO	569,80	568,93
AGOSTO	OCCIDENTE	PEESA	CAUCA	538,14	537,25
AGOSTO	OCCIDENTE	PEESA	EPSAU	535,36	534,51
AGOSTO	OCCIDENTE	PEESA	NARIÑO	529,05	528,19
AGOSTO	OCCIDENTE	PEESA	TULLUA	532,90	532,02
AGOSTO	OCCIDENTE	DICEL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	546,81	540,84
AGOSTO	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	579,29	536,83
AGOSTO	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	565,31	561,09
AGOSTO	OCCIDENTE	DICEL	EPSAU	544,60	540,72
AGOSTO	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	552,24	545,53
AGOSTO	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	537,94	533,39
AGOSTO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	589,25	573,64
AGOSTO	OCCIDENTE	EMCALI	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	566,72	566,72
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERCO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	511,57	524,38
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	527,22	525,32
AGOSTO	OCCIDENTE	ENERCO	EPSAU	518,74	526,24
AGOSTO	OCCIDENTE	RENOVATIO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	525,47	526,32
AGOSTO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	563,97	530,50
AGOSTO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	541,00	539,07
AGOSTO	OCCIDENTE	RENOVATIO	EPSAU	546,01	538,08
AGOSTO	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	538,33	534,43
AGOSTO	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	533,11	543,64
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	530,06	530,06
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	561,44	516,48
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	CAUCA	535,45	535,45
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	EPSAU	531,65	531,65
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	NARIÑO	531,65	531,65
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	TULLUA	527,45	527,45

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	635,49	626,77
AGOSTO	SUR	EERP	BAJO PUTUMAYO	635,00	605,80
AGOSTO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	602,96	602,96
AGOSTO	SUR	EMEVASI	SIBUNDOY	693,28	663,08
AGOSTO	SUR	DICEL	CASANARE	559,00	537,70
AGOSTO	SUR	DICEL	META	560,85	546,92
AGOSTO	SUR	EMSA	CASANARE	571,94	555,49
AGOSTO	SUR	EMSA	META	622,07	600,02
AGOSTO	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	553,37	551,94
AGOSTO	SUR	RENOVATIO	CASANARE	549,52	548,87
AGOSTO	SUR	RENOVATIO	META	548,79	545,02
AGOSTO	SUR	VATIA	BAJO PUTUMAYO	555,73	555,73
AGOSTO	SUR	VATIA	CAQUETA	550,57	550,57
AGOSTO	SUR	VATIA	CASANARE	549,71	549,71
AGOSTO	SUR	VATIA	META	550,44	550,44
AGOSTO	SUR	VATIA	PUTUMAYO	550,38	550,38
AGOSTO	SUR	ENERCA	CASANARE	606,10	590,66
AGOSTO	SUR	PEESA	CAQUETA	550,73	549,80
AGOSTO	SUR	PEESA	CASANARE	550,89	550,02
AGOSTO	SUR	PEESA	META	553,57	552,71
AGOSTO	SUR	PEESA	PUTUMAYO	554,11	553,21



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA	557,10	536,14
AGOSTO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	602,30	572,13
AGOSTO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	620,15	611,75
AGOSTO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	574,43	562,14
AGOSTO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	569,08	557,00
AGOSTO	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	528,82	527,95
AGOSTO	ORIENTE	PEESA	BOYACA	527,33	526,32
AGOSTO	ORIENTE	PEESA	HUILA	522,88	522,04
AGOSTO	ORIENTE	DICEL	BOGOTA	533,49	521,79
AGOSTO	ORIENTE	DICEL	BOYACA	535,69	523,65
AGOSTO	ORIENTE	DICEL	HUILA	530,44	525,30
AGOSTO	ORIENTE	DICELER	BOGOTA	485,49	497,15
AGOSTO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	586,52	586,52
AGOSTO	ORIENTE	ENERCO	BOGOTA	506,01	508,25
AGOSTO	ORIENTE	ENERCO	BOYACA	599,29	561,01
AGOSTO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	602,45	562,14
AGOSTO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	597,56	557,00
AGOSTO	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	528,82	527,95
AGOSTO	ORIENTE	PEESA	BOYACA	527,33	526,32
AGOSTO	ORIENTE	PEESA	HUILA	522,88	522,04
AGOSTO	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA	519,28	507,71
AGOSTO	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	527,53	514,80
AGOSTO	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	523,19	512,75
AGOSTO	ORIENTE	RUIQUE	BOGOTA	516,65	507,29
AGOSTO	ORIENTE	VATIA	ARAUCA	519,79	519,79
AGOSTO	ORIENTE	VATIA	BOGOTA	524,31	524,31
AGOSTO	ORIENTE	VATIA	BOYACA	527,44	527,44
AGOSTO	ORIENTE	VATIA	HUILA	519,98	519,98

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	768,98	607,97
AGOSTO	SIN ADD	ELECTRICARIBE	COSTA CARIBE	513,45	553,19
AGOSTO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	606,01	571,70
AGOSTO	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	567,05	520,84
AGOSTO	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	865,48	797,25
AGOSTO	SIN ADD	DICEL	COSTA CARIBE	477,64	471,53
AGOSTO	SIN ADD	DICEL	TOLIMA	721,43	704,20
AGOSTO	SIN ADD	DICELER	COSTA CARIBE	426,57	450,96
AGOSTO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	594,64	594,66
AGOSTO	SIN ADD	ENERCO	COSTA CARIBE	450,79	442,93
AGOSTO	SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	694,20	671,97
AGOSTO	SIN ADD	RENOVATIO	COSTA CARIBE	462,89	450,48
AGOSTO	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	708,84	684,62
AGOSTO	SIN ADD	VATIA	COSTA CARIBE	470,97	470,97
AGOSTO	SIN ADD	VATIA	TOLIMA	707,35	707,35
AGOSTO	SIN ADD	PEESA	COSTA CARIBE	468,88	468,00
AGOSTO	SIN ADD	PEESA	TOLIMA	709,33	708,45

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

Septiembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	622,25	596,46
SEPTIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	617,06	602,94
SEPTIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	611,46	586,37
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA UNIFICADO	661,17	629,06
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	636,95	608,41
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	677,15	641,23
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	664,04	624,36
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	604,77	576,04
SEPTIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	593,19	567,36
SEPTIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	600,64	583,97
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	ANTIOQUIA UNIFICADO	561,07	561,07
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	CALDAS	556,90	556,90
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	NORTE DE SANTANDER	572,91	575,79
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	PEREIRA	559,75	559,75
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	QUINDIO	559,23	559,23
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	RUIQUE	553,76	553,76
SEPTIEMBRE	CENTRO	PEESA	SANTANDER	564,57	564,57
SEPTIEMBRE	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA UNIFICADO	563,24	552,90
SEPTIEMBRE	CENTRO	DICEL	CALDAS	562,22	545,23
SEPTIEMBRE	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	578,81	564,17
SEPTIEMBRE	CENTRO	DICEL	PEREIRA	567,86	550,31
SEPTIEMBRE	CENTRO	DICEL	QUINDIO	561,93	548,36
SEPTIEMBRE	CENTRO	DICEL	SANTANDER	567,98	557,44
SEPTIEMBRE	CENTRO	EPP	CALDAS	548,60	563,74
SEPTIEMBRE	CENTRO	EPP	PEREIRA	605,19	602,97
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA UNIFICADO	539,12	547,02
SEPTIEMBRE	CENTRO	ENERCO	PEREIRA	541,83	547,82
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA UNIFICADO	554,21	552,34
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	557,50	550,84
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	574,64	570,40
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	570,10	554,76
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	557,99	556,38
SEPTIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	562,48	556,47
SEPTIEMBRE	CENTRO	RUIQUE	RUIQUE	567,13	558,79
SEPTIEMBRE	CENTRO	RUIQUE	SANTANDER	565,68	558,76
SEPTIEMBRE	CENTRO	VATIA	ANTIOQUIA UNIFICADO	565,53	565,53
SEPTIEMBRE	CENTRO	VATIA	CALDAS	557,63	557,63
SEPTIEMBRE	CENTRO	VATIA	NORTE DE SANTANDER	574,51	574,51
SEPTIEMBRE	CENTRO	VATIA	PEREIRA	561,50	561,50
SEPTIEMBRE	CENTRO	VATIA	QUINDIO	558,32	558,32
SEPTIEMBRE	CENTRO	VATIA	SANTANDER	572,46	572,46

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA	563,43	536,14
SEPTIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	610,56	572,13
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	627,17	611,75
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	574,43	562,14
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	569,08	557,00
SEPTIEMBRE	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	513,73	507,17
SEPTIEMBRE	ORIENTE	PEESA	BOYACA	516,41	509,85
SEPTIEMBRE	ORIENTE	PEESA	HUILA	517,24	510,68
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOGOTA	535,01	521,79
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOYACA	537,01	523,65
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	531,68	525,30
SEPTIEMBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA	463,75	463,75
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	586,52	586,52
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERCO	BOGOTA	511,70	508,25
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERCO	BOYACA	607,39	561,01
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	610,38	562,14
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	604,99	557,00
SEPTIEMBRE	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	532,80	532,80
SEPTIEMBRE	ORIENTE	PEESA	BOYACA	530,90	530,90
SEPTIEMBRE	ORIENTE	PEESA	HUILA	526,54	526,54
SEPTIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA	525,28	507,71
SEPTIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	534,05	514,80
SEPTIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	530,57	512,75
SEPTIEMBRE	ORIENTE	RUIQUE	BOGOTA	521,33	507,29
SEPTIEMBRE	ORIENTE	VATIA	ARAUCA	527,47	527,47
SEPTIEMBRE	ORIENTE	VATIA	BOGOTA	529,76	529,76
SEPTIEMBRE	ORIENTE	VATIA	BOYACA	535,12	535,12
SEPTIEMBRE	ORIENTE	VATIA	HUILA	527,63	527,63



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	644,89	590,44
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	EPSAU	630,69	593,57
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	597,65	564,26
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	673,00	646,75
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	718,93	633,41
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	676,55	639,55
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	EPSAU	680,32	630,09
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	681,92	644,73
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	579,49	614,57
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	PEESA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	527,50	527,50
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	PEESA	CARTAGO	572,94	572,94
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	PEESA	CAUCA	541,82	541,82
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	PEESA	EPSAU	539,32	539,32
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	PEESA	NARIÑO	532,64	532,64
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	PEESA	TULLUA	536,90	536,90
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	537,60	540,84
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	574,73	536,83
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	568,21	561,09
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	EPSAU	545,97	540,72
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	551,67	545,53
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	539,42	533,39
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	593,22	573,64
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMCALI	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	589,66	566,72
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERCO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	508,57	524,38
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	533,80	525,32
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	ENERCO	EPSAU	524,73	526,24
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	522,99	526,32
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	565,54	530,50
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	546,50	539,07
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	EPSAU	538,08	538,08
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	541,76	534,43
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	534,55	543,64
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	537,63	537,63
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	568,64	516,48
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CAUCA	543,40	543,40
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	EPSAU	539,07	539,07
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	NARIÑO	539,07	539,07
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	TULLUA	535,21	535,21

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	643,91	626,77
SEPTIEMBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	642,80	605,80
SEPTIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	602,96	602,96
SEPTIEMBRE	SUR	EMEVASI	SIBUNDOY	699,94	663,08
SEPTIEMBRE	SUR	DICEL	CASANARE	561,61	537,70
SEPTIEMBRE	SUR	DICEL	META	563,31	546,92
SEPTIEMBRE	SUR	EMSA	CASANARE	578,68	555,49
SEPTIEMBRE	SUR	EMSA	META	631,14	600,02
SEPTIEMBRE	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	561,38	551,94
SEPTIEMBRE	SUR	RENOVATIO	CASANARE	562,76	548,87
SEPTIEMBRE	SUR	RENOVATIO	META	555,46	545,02
SEPTIEMBRE	SUR	VATIA	BAJO PUTUMAYO	564,72	564,72
SEPTIEMBRE	SUR	VATIA	CAQUETA	559,38	559,38
SEPTIEMBRE	SUR	VATIA	CASANARE	558,77	558,77
SEPTIEMBRE	SUR	VATIA	META	559,37	559,37
SEPTIEMBRE	SUR	VATIA	PUTUMAYO	559,40	559,40
SEPTIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	622,42	590,66
SEPTIEMBRE	SUR	PEESA	CAQUETA	555,83	555,83
SEPTIEMBRE	SUR	PEESA	CASANARE	556,01	556,01
SEPTIEMBRE	SUR	PEESA	META	558,68	558,68
SEPTIEMBRE	SUR	PEESA	PUTUMAYO	558,85	558,85

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

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	776,73	607,97
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ELECTRICARIBE	COSTA CARIBE	509,08	546,42
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	602,78	571,70
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	569,82	520,84
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	864,33	797,25
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DICEL	COSTA CARIBE	472,55	471,53
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DICEL	TOLIMA	718,14	704,20
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DICELER	COSTA CARIBE	398,64	400,87
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	601,90	594,66
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	COSTA CARIBE	451,02	442,93
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	700,56	671,97
SEPTIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	COSTA CARIBE	461,61	450,48
SEPTIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	711,17	684,62
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	COSTA CARIBE	470,77	470,77
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	TOLIMA	712,29	712,29
SEPTIEMBRE	SIN ADD	PEESA	COSTA CARIBE	466,93	466,93
SEPTIEMBRE	SIN ADD	PEESA	TOLIMA	711,00	711,00



Anexo 2

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

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL
EEP S.A. ESP	543,12

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	502,02				
DICEL S.A. ESP		350,68			
EMCALI ESP	529,01	439,99	442,98	439,28	379,57
EMGESA SA ESP		420,24		341,23	
EPSA S.A. ESP		495,09		482,90	
VATIA S.A. ESP		4055,79	4687,39	4681,26	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2020. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
EBSA S.A. ESP	477,06			488,28
ELECTROHUILA S.A. ESP	414,49	459,12	487,56	
EMGESA SA ESP		479,03		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2020. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		441,08		
EMEVASI S.A. ESP	506,14			
EMGESA SA ESP		539,75		479,70
EMSA S.A. ESP	529,40		508,67	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		407,43		
EEP S.A. ESP		413,53		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	432,53	415,86	419,84	431,68
EMGESA SA ESP		405,16		
ENERTOTAL S.A. ESP				433,25
EPM S.A. ESP				382,56
RUITOQUE S.A. ESP		395,19		
VATIA S.A. ESP		3694,83		

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 2, Trimestre I 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EEP S.A. ESP	481,53	460,09	460,18	465,74
RUITOQUE S.A. ESP			422,56	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	443,20	427,33			410,75	
CETSA S.A. ESP					390,20	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		392,14				
DICEL S.A. ESP		382,27			405,56	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		374,13				
EMCALI ESP	417,54	397,81	398,54	406,48	405,41	407,54
EMEESA S.A. ESP					378,82	
EMGESA SA ESP		397,28			389,68	382,73
EPM S.A. ESP		381,27			384,90	
EPSA S.A. ESP		389,91			395,89	
ISAGEN S.A. ESP					375,89	
RENOVATIO S.A. ESP		391,72				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		1,57				
VATIA S.A. ESP		4359,44			2903,19	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CODENSA S.A. ESP	478,34				
EBSA S.A. ESP	478,00			435,71	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		383,56			
ELECTROHUILA S.A. ESP	407,95	435,47	416,85	412,79	416,19
EMGESA SA ESP		414,77			399,05
EPM S.A. ESP				392,73	
EPSA S.A. ESP					440,08
ISAGEN S.A. ESP				391,71	
PEFESA S.A. ESP	554,26				
RENOVATIO S.A. ESP		397,58			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		477,43		482,44	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		412,59			
ELECTROHUILA S.A. ESP		429,25			446,38
EMCALI ESP					411,83
EMGESA SA ESP		441,94		512,41	
EMSA S.A. ESP	429,51			447,76	
ENERCA S.A. ESP				402,49	
EPM S.A. ESP		417,34		417,19	443,26
EPSA S.A. ESP		432,73		445,69	473,04
RUITOQUE S.A. ESP		419,75			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		2,63			
VATIA S.A. ESP		431,59	4228,26	4085,37	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		348,85				349,85		
CEO S.A.S ESP		393,47				366,32		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		358,55						
DICEL S.A. ESP		344,34						377,41
ECOPETROL ENERGIA								
EEP S.A. ESP		374,02						
ELECTRICARIBE S.A. ESP	443,12	358,49	381,47	379,34	379,35	363,76		383,59
ELECTROHUILA S.A. ESP		358,82				354,69		
EMCALI ESP		379,90						451,21
EMGESA SA ESP		364,18		360,56	360,47	370,34	361,43	349,36
EMSA S.A. ESP						373,15		
ENERTOTAL S.A. ESP		391,28						
EPM S.A. ESP		344,34						344,37
EPSA S.A. ESP		359,32				348,87		
GECELCA S.A. ESP						367,87		
ISAGEN S.A. ESP						383,03		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						349,93		
PEESA S.A. ESP		433,42				419,62		
RENOVATIO S.A. ESP		369,12				360,90		411,38
RUITOQUE S.A. ESP		351,90						
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		349,92						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		1,54						
VATIA S.A. ESP		3606,61		378,88		2725,42		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP	356,11	
EMGESA SA ESP	399,30	
ISAGEN S.A. ESP		360,81

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EEP S.A. ESP	377,56	372,41	433,06

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			330,69	
CEDENAR S.A. ESP			349,59	367,89
DICEL S.A. ESP	287,95		363,17	
ECOPETROL ENERGIA			336,81	
EMCALI ESP	344,87	340,99	353,10	361,86
EMEESA S.A. ESP			344,70	
EMGESA SA ESP	327,24		333,05	
EPM S.A. ESP			324,56	
EPSA S.A. ESP	338,24		348,24	
ISAGEN S.A. ESP			329,25	
RENOVATIO S.A. ESP			330,23	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	339,08			
EBSA S.A. ESP			406,54	
ECOPETROL ENERGIA			389,94	
ELECTROHUILA S.A. ESP	384,45	391,94	381,34	387,17
EMCALI ESP			334,33	
EMGESA SA ESP	383,90		252,03	
EPM S.A. ESP	353,91		357,54	
EPSA S.A. ESP			364,51	
ISAGEN S.A. ESP			364,32	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			424,37	
VATIA S.A. ESP	3433,70			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	322,15		
ECOPETROL ENERGIA		737,80	
EMCALI ESP		352,33	
EMGESA SA ESP	354,84	368,74	
EMSA S.A. ESP		376,12	
ENERCA S.A. ESP		363,55	
EPM S.A. ESP	343,15	351,36	363,10
EPSA S.A. ESP	387,87	362,48	402,57
ISAGEN S.A. ESP		356,55	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		407,37	
PEESA S.A. ESP		360,77	
VATIA S.A. ESP		3549,49	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				361,33
ECOPETROL ENERGIA				326,31
ELECTRICARIBE S.A. ESP	355,67	358,62	356,49	350,41
ELECTROHUILA S.A. ESP				331,01
EMGESA SA ESP	334,04			364,67
EPM S.A. ESP	324,68			319,42
GECELCA S.A. ESP				327,01
ISAGEN S.A. ESP				333,85
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	383,91			384,25
VATIA S.A. ESP	3466,15			1651,38

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2020. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	295,09

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA		29113,50	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	286,64	289,06	
EMGESA SA ESP		281,22	292,56
EPSA S.A. ESP	313,15		
ISAGEN S.A. ESP		268,40	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Carrera 18 No. 84 – 35
Bogotá D.C, Colombia
(57 1) 691-3005
www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co



**El futuro
es de todos**

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios