



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

Boletín Tarifario

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

JULIO - SEPTIEMBRE
2019

Contenido

Página

Actualidad tarifaria	1
Panorama nacional	2
Componente de generación	3
Componente de transmisión	7
Componente de distribución	8
Componente de comercialización	9
Componente de pérdidas	12
Componente de Restricciones	13
Tarifas aplicadas	15
Usuarios no regulados	16
Anexo 1	19
Anexo 2	22

Proyectaron:

Kelly Andrea Toro Toro
Rocío del Pilar Hernández
María Claudia Gómez Serrano
Diego Fernando Borda Tovar

Aprobó:

Diego Alejandro Ossa Urrea
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)





1. Actualidad tarifaria

EL 25 de mayo de 2019, se sancionó la Ley 1955 de 2019: “Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad” y con esto quedó en firme el artículo 313 “*Sobretasa por kilovatio hora consumido para fortalecer al fondo empresarial en el territorio nacional*”, el cual indica que a partir de la expedición de la Ley y hasta el 31 de diciembre de 2022, se crearía una sobretasa de cuatro pesos por kilovatio hora (\$4/kWh) y los responsables del pago de esta serán los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, los usuarios comerciales e industriales y los no regulados, que será recaudada por los comercializadores del servicio de energía eléctrica y girada al Fondo Empresarial de la SSPD; así mismo, le crea la obligación a la SSPD de reglamentar el procedimiento para el cumplimiento de los establecido en el mencionado artículo.

Por lo anterior, la Superservicios a través de la Resolución SSPD 20191000035615 del 13 de septiembre de 2019 expidió la respectiva reglamentación donde, entre otras cosas, indicó que la sobretasa se aplicaría como un concepto más en la factura y que no afecta el Costo Unitario de Prestación del Servicio y, por ende, tampoco afecta las tarifas de energía eléctrica. De igual forma, estableció que la sobretasa causada por los consumos cuyos ciclos iniciaron con posterioridad a la fecha de expedición de la Ley hasta el 31 de octubre de 2019, debían ser cobrados a los usuarios a partir de las facturas expedidas en el mes de noviembre de 2019.

En cuanto al proceso de socialización liderado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía y con el fin de minimizar el impacto que puede generar el cargue de información bajo la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, en el tercer trimestre del 2019 la SSPD dio inicio a la agenda de talleres de socialización dirigido a los prestadores.

Esta actividad hace parte del proceso de divulgación de la mencionada resolución la cual definió los nuevos lineamientos para el reporte de información del servicio de energía eléctrica al SUI, entre los capítulos que hicieron parte de la primera y segunda jornada se encuentran:

- Generalidades
- Tarifas
- Mercado de Energía Mayorista
- Financiero Complementario
- Subsidios
- Transversales comercial

Asimismo, el 1 de septiembre de 2019, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 9 de la mencionada resolución, se habilitó el primer grupo de formatos entre los que se encontraban los capítulos:

- Tarifas (T)
- Mercado de Energía Mayorista (MM)
- Algunos formatos del Transversal Técnico (TT)
- Un formato del Financiero Complementario (FC).

Por otro lado, la CREG dando cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución 40591 del Ministerio de Minas y Energía, en el mes de septiembre de 2019 publicó a comentarios el proyecto de resolución CREG 108 de 2019 “*por el cual se adopta la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios de los contratos del mecanismo complementario del que trata el artículo 6 de la Resolución 40591 del Ministerio de Minas y Energía*”. El periodo para comentar fue de 10 días hábiles siguientes a la publicación del proyecto en la página web CREG y finalizó el pasado 9 de octubre.

El proyecto contenía las fórmulas para determinar la cantidad de energía que se asociará mensualmente en el componente de compras de energía (G) correspondiente a los contratos que surgen de la aplicación del mecanismo complementario, así como la fórmula con la cual se calculará el precio a trasladar por concepto de los contratos suscritos.

Adicional a las fórmulas para determinar la cantidad y precio, la CREG propone la estructura de la fórmula que permita trasladar dichos precios a los usuarios regulados a través de la tarifa por medio del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU). En la variable Q_c , adicional a las compras en contratos bilaterales, se propuso tener en cuenta la variable $(CLP_{m-1,i})$ “Energía mensual cubierta mediante los contratos de energía adquiridas a través de contratos de largo plazo adjudicados como resultado de la subasta del Ministerio de Minas y Energía de 2019”, así mismo, propone que la fórmula del componente contemple las variables:

- $\omega_{m-1,i}$ “Ponderador de los precios de los contratos bilaterales”,
- $PSA_{m-1,i}$ “Precio promedio ponderado asociado a los contratos de largo plazo adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía”.
- $CUG_{m-1,i}$ “Costo financiero de la garantía de pago de los contratos adjudicados en la subasta del



Ministerio de Minas y Energía dividido por la demanda regulada del comercializador”

- *EGP* i “Valor unitario de la devolución que el comercializador debe hacer a favor del usuario, en caso de que, por incumplimiento de un vendedor, se ejecute la garantía de cumplimiento”.

La incorporación de las variables será de manera transitoria al componente de Generación que se encuentra vigente de acuerdo con lo dispuesto en la resolución CREG 030 de 2018.

De igual manera, en cumplimiento al artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 y el Decreto 1645 del mismo año, la CREG publicó para comentarios la Resolución CREG 109 de 2019 “Por la cual se establece el régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe, de que trata el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 y el Decreto 1645 de 2019” donde propone, solo para los mercados resultantes del proceso de búsqueda de una solución empresarial adoptada para garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la región Caribe, un régimen transitorio especial en materia tarifaria para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la región Caribe.

Por lo anterior, para la actividad de Distribución se plantea un tratamiento diferencial de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 y en Comercialización, establece que se aplicará el costo base de comercialización y riesgos de cartera que actualmente se encuentran aprobados para Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. a través de la Resolución CREG 036 de 2015.

Por último, se mencionan las resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que pueden afectar directa o indirectamente el costo unitario de prestación del servicio:

Res CREG/2019	Temática
091	ENERGÍA ELÉCTRICA - Garantía de puesta en operación comercial que deben entregar los vendedores que participan en el mecanismo definido en la Resolución MME 4 0590 de 2019 – (Consulta)
092	ENERGÍA ELÉCTRICA - Se convoca a una Subasta de Reconfiguración de Compra para los periodos 2020-2021 y 2021-2022 – (Consulta)
098	ENERGÍA ELÉCTRICA - Mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional
100	ENERGÍA ELÉCTRICA - Modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones – (Consulta)

Res CREG/2019	Temática
103	ENERGÍA ELÉCTRICA - Distribución - Ingresos y cargos de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. - (Presentó recurso de reposición)
106	ENERGÍA ELÉCTRICA - Condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía
107	ENERGÍA ELÉCTRICA - Garantía de puesta en operación comercial que deben entregar los vendedores que participan en el mecanismo definido en la Resolución MME 40590 de 2019
108	ENERGÍA ELÉCTRICA - Fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios de los contratos del mecanismo complementario del que trata el artículo 6 de la Resolución 40591 del Ministerio de Minas y Energía – (Consulta)
109	ENERGÍA ELÉCTRICA - Distribución - régimen transitorio Caribe – (Consulta)

2. Panorama nacional

En el presente documento se realiza un análisis desagregado del promedio trimestral de cada uno de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica y se busca determinar las causas del comportamiento final del CU, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que la actualizan o modifican.

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.

Dado lo anterior, de las 36 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para el tercer trimestre de 2019 corresponden a Enertotal S.A. E.S.P. en el mercado Tolima con valores de 678,1 \$/kWh en julio, 683,78 \$/kWh en agosto y 692,15 \$/kWh en septiembre, este último siendo el valor más alto en el trimestre; 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.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el tercer trimestre de 2019 se encuentran el comercializador puro Diceler S.A. E.S.P. en el mercado Costa Caribe con



419,35 \$/kWh en el mes de julio, Renotavio Trading S.A.S. E.S.P. con valores de 432,99 \$/kWh en agosto y 438,86 \$/kWh en septiembre, también en el mercado Costa Caribe.

Para este tercer trimestre, solo la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P continuaba con la senda de aplicación de la opción tarifaria. En el Anexo 1, se muestra el ranking de la tarifa de estrato 4 aplicada por cada uno de los comercializadores por mercado y área de distribución.

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.

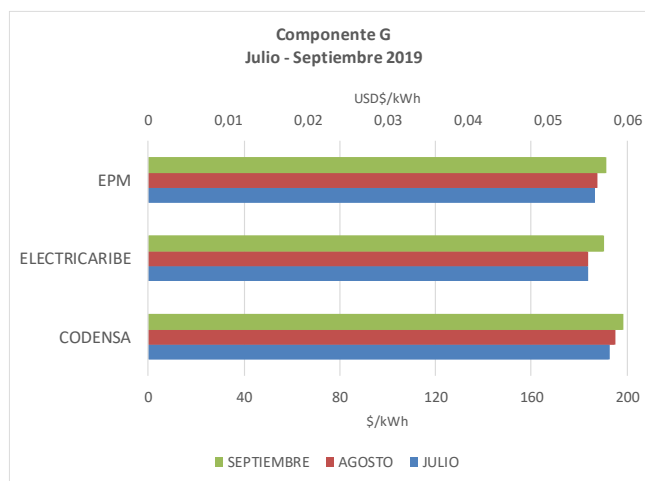
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. 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 3.338,27 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el tercer trimestre de 2019 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 189,94 \$/kWh, 14,01 \$/kWh por debajo respecto al segundo trimestre de 2019. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. para el mes de julio de 2019 con un valor igual a 183,61 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CODENSA S.A. E.S.P., con 198,31 \$/kWh para el mes de septiembre de 2019. De igual manera, respecto al segundo trimestre de 2019, el componente de Generación de las tres empresas disminuyó.

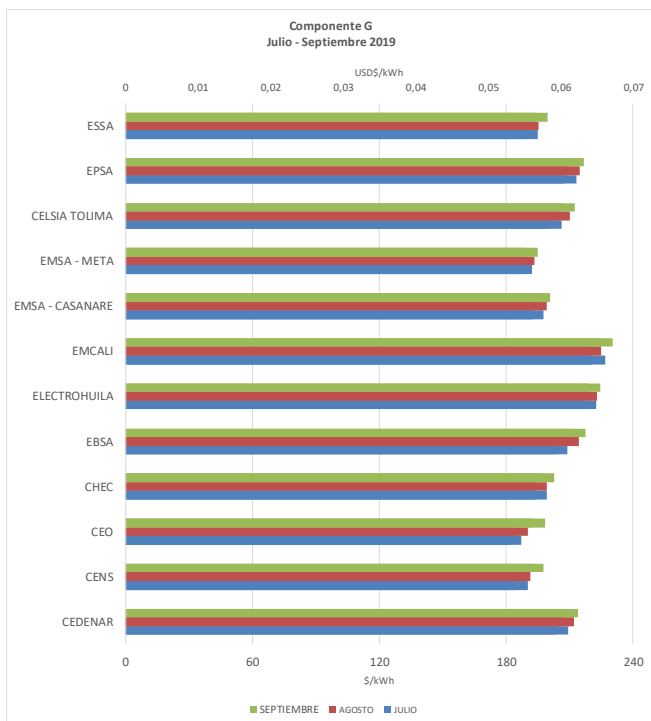
Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CODENSA	192,66	195,01	198,31
ELECTRICARIBE	183,61	183,64	190,38
EPM	186,76	187,73	191,40



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el tercer trimestre de 2019 corresponde a 200,79 \$/kWh, 7,02 \$/kWh por debajo del promedio del segundo trimestre del año 2019. Con un valor de 182,28 \$/kWh, la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. presentó el menor costo del componente G para el mes de julio de 2019; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde, al igual que en el segundo trimestre, a Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P. para el mes de septiembre de 2019, con un valor igual a 224,36 \$/kWh pero estando por debajo en 24,85 \$/kWh respecto al valor más alto que presentó la empresa en el segundo trimestre de 2019.

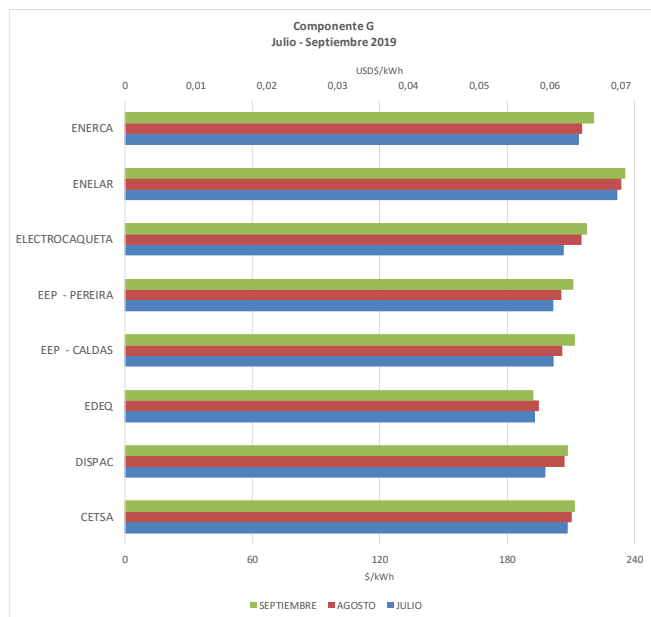
Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	203,57	206,47	208,44
CENS	185,12	186,14	192,47
CEO	182,28	185,36	192,99
CHEC	193,87	194,04	197,22
EBSA	203,42	208,83	211,56
ELECTROHUILA	216,79	216,88	218,55
EMCALI	220,62	219,03	224,36
EMSA - CASANARE	192,51	193,85	195,34
EMSA - META	186,95	188,19	189,59
CELSIA TOLIMA	200,85	204,56	206,94
EPSA	207,49	209,22	210,99
ESSA	189,55	190,21	194,24



Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 210,66 \$/kWh, 5,7 \$/kWh por debajo del promedio del segundo trimestre de 2019. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. para el mes de septiembre de 2019 con un valor igual a 192,24 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a la Empresa de Energía de Arauca E.S.P., con un valor de 235,58 \$/kWh para el mes de septiembre de 2019.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	208,68	210,49	212,05
DISPAC	198,02	206,98	208,76
EDEQ	193,32	195,13	192,24
EEP - CALDAS	202,02	206,12	212,08
EEP - PEREIRA	201,71	205,60	211,27
ELECTROCAQUETA	206,66	215,19	217,55
ENELAR	231,89	233,71	235,58
ENERCA	213,99	215,52	221,17

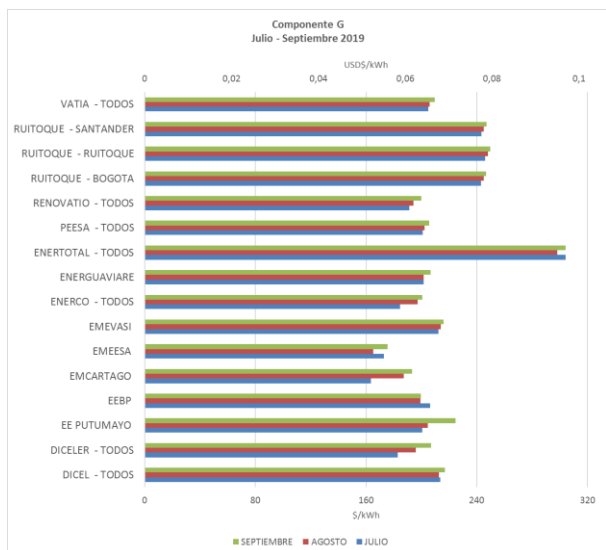


Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S E.S.P., PEESA S.A. E.S.P. 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 214,38 \$/kWh, 5,09 \$/kWh por debajo del promedio del segundo trimestre de 2019. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la empresa EMCARTAGO E.S.P., con un valor igual a 163,56 \$/kWh para el mes de julio de 2019, mientras el valor más alto lo publicó nuevamente Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de septiembre con un valor promedio en el componente de 304,15 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DICEL - TODOS	213,55	212,54	217,09
DICELER - TODOS	182,84	195,98	207,04
EE PUTUMAYO	200,47	204,59	224,61
EEBP	206,17	199,20	199,51
EMCARTAGO	163,56	187,11	193,14
EMEESA	172,87	165,02	175,57
EMEVASI	212,30	213,91	215,81
ENERCO - TODOS	184,46	197,29	200,63
ENERGUAVIARE	201,59	201,59	206,46
ENERTOTAL - TODOS	304,13	298,29	304,15
PEESA - TODOS	201,00	202,40	205,65
RENOVATIO - TODOS	191,08	194,24	199,91
RUITOQUE - BOGOTA	243,06	245,01	246,84
RUITOQUE - RUITOQUE	245,97	247,96	249,78
RUITOQUE - SANTANDER	243,22	245,17	247,00
VATIA - TODOS	205,04	206,00	209,55



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. 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 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 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 2007 define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

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

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

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

Nótese que este nuevo G^* se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. Así las cosas, de manera inicial puede extraerse del presente análisis que cuando el valor de la variable 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 utilización de un componente G de contratos neutro ($G^{**}_{m,i,j}$), el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable Pc igual a la variable Mc 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 regulado².

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

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

² Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable Pc de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable Mc 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.

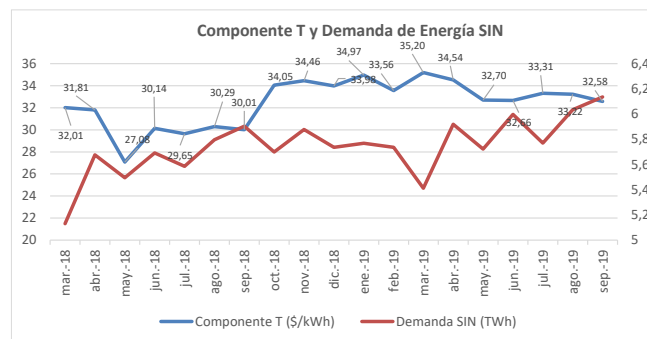
4. Componente de Transmisión (T)

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 relación; 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 mayor demanda de energía eléctrica, menor 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 los meses de agosto y septiembre de 2019, donde la demanda aumentó y el componente presentó un comportamiento decreciente.

Para este tercer trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 32,58 \$/kWh y 33,31 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 0,08 \$/kWh por debajo en comparación con el mínimo presentado en el segundo trimestre de 2019.

Los ajustes o ΔT s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de -0,504027 \$/kWh pero con un máximo de -0,818772 \$/kWh en septiembre y un mínimo de -0,060469 \$/kWh en agosto; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

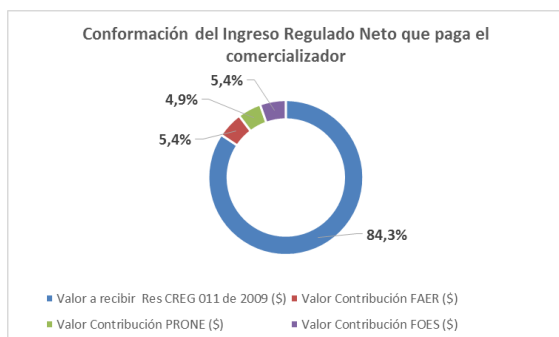
De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, tuvo un comportamiento creciente con valores de \$195.859 millones para julio, \$200.820 millones para agosto y \$204.965 millones para septiembre. El crecimiento en el ingreso regulado neto para el tercer trimestre se debe a la entrada de proyectos de expansión que se remuneran bajo esta metodología.

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



	jul-19	ago-19	sep-19
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	195.858.644.667	200.819.562.477	204.964.890.120
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.769.927.612	6.033.916.173	6.136.658.584
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	-0,63284	-0,060469	-0,818772
Componente T (\$/kWh)	33,31	33,22	32,58

En promedio para el tercer trimestre de 2019, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado 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)³ las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”,

³ 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.

el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁴.

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. 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 tarifaria vigente.

Componente de Distribución (D) \$/kWh

	ADD	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
	CENTRO	194,20	194,88	187,56
	OCCIDENTE	170,01	173,96	174,09
	ORIENTE	168,17	178,48	178,36
	SUR	202,43	210,23	212,38
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	180,74	184,65	182,65
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	131,75	131,34	131,33
	ENERGUAVIARE ESP	149,60	149,60	150,30
	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	207,65	208,16	209,28

Para el tercer trimestre de 2019, el valor más alto se presentó en septiembre de 2019 en el ADD sur con 212,38 \$/kWh y, generalmente, presenta los valores más altos debido a las empresas distribuidoras que conforman dicha área donde los cargos por uso de nivel de tensión 1 pueden llegar a los 287 \$/kWh.

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 131,33 \$/kWh también en 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

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

⁴ 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.



modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG 015 de 2018)

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación, se realiza un comparativo entre los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ($IngPC_{ORj}$) y 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 2019 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente, estas liquidaciones tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4

Así las cosas, la variable $IngOR_j$ (sólo se analiza nivel de tensión 1) fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC (XM S.A. E.S.P.) para los meses correspondientes al presente 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 OR_j para el mes de julio de 2019, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de mayo de 2019.

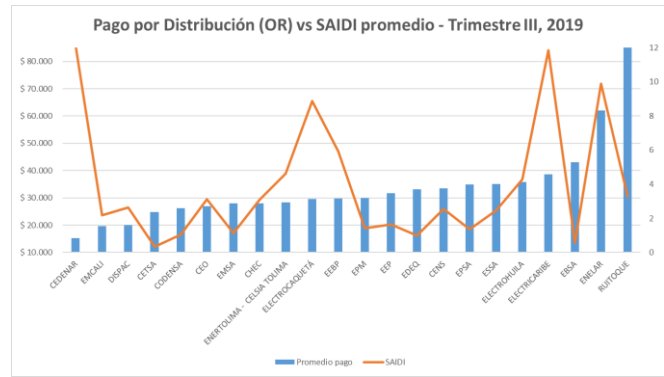
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2019 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_j TIII (NT_1)}}{No. de usuarios OR_j TIII (NT_1)}$$

Donde:

- $\overline{IngOR_j TIII (NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el tercer trimestre del año 2019 en nivel de tensión 1,
- $No. de usuarios OR_j TIII (NT_1)$ Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del tercer trimestre del año 2019.

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 vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; sin embargo, con la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. se permite evidenciar que, incluso teniendo la cuarta posición en las remuneraciones por suscriptor más altas en comparación con los demás prestadores, esto no evidencia una mejor calidad del servicio ya que presenta un SAIDI promedio de 11,84.

Llama nuevamente la atención el caso de Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. donde se obtuvo un promedio de ingreso por suscriptor de 62.065 \$/usuario, el segundo más alto para el trimestre, con el tercer valor de SAIDI más alto.

Se resaltan también los casos como el de Electrificadora del Caquetá E.S.P. que tiene el cuarto SAIDI más alto (8,88), pero tiene la posición 10 de 22 en cuanto a ingresos por suscriptor y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P, que presenta el cuarto menor ingreso por suscriptor y su SAIDI refleja una buena calidad del servicio (0,35); 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 determinó agrupar a 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 Resolución 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 Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), el cual estaría por debajo del máximo regulatorio pero, tal como lo expresa el artículo 14.10 de la Ley 142 y el artículo 5 de la Resolución CREG 031 de 1997, el régimen de tarifas de libertad regulada establece precios máximos y se faculta al comercializador para aplicar un valor inferior siempre y cuando esté económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas 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 3.338,27 \$/USD\$.

Grupo 1

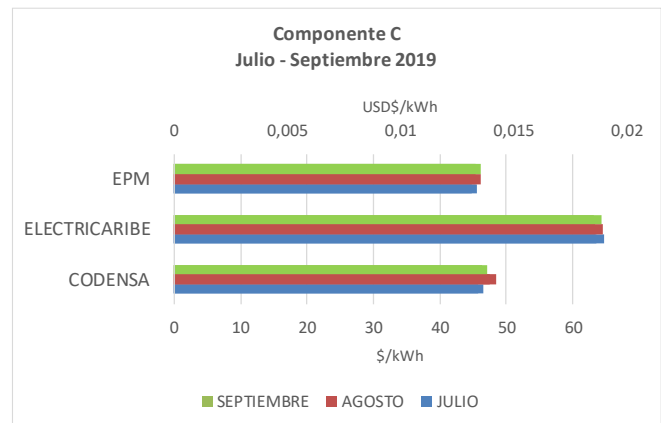
El componente de Comercialización presentó una disminución de 2,08 \$/kWh en promedio para el tercer trimestre del 2019 pasando de 53,73 \$/kWh a 51,65 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 44,73 \$/kWh, en el mes de julio. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electricadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 63,48 \$/kWh, en el mes de julio, presentando una disminución de 7,24 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. El alto valor del segundo trimestre (abril) obedeció a un incremento en el subcomponente C*, que contempla una suma parcial del CU del mes de marzo de 2019 cuyos valores de Generación y Pérdidas, a la fecha, habían sido los más altos de este 2019. El valor del componente de Comercialización de julio de 2019 es calculado con el CU de junio donde el componente de Generación ya se encontraba con una tendencia a la baja de acuerdo con la disminución del precio de bolsa. También debe tenerse en cuenta que este componente es susceptible a variaciones en la demanda regulada y los valores de garantías financieras trasladadas a la demanda en el marco de los artículos 19 y 20 de la Resolución CREG 180 de 2014.

El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales, el cual es

aprobado en las resoluciones particulares por el regulador, razón por la cual la Electricadora del Caribe S.A. E.S.P. presenta el costo de comercialización más alto en comparación con las otras dos empresas.

Esto debido a los tipos de usuarios atendidos (tradicionales, áreas especiales diferentes a barrios subnormales y barrios subnormales) y a las ventas de energía a los mismos por parte de la empresa. 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	45,69	47,50	46,26
ELECTRICARIBE	63,48	63,41	63,08
EPM	44,73	45,36	45,32



Grupo 2

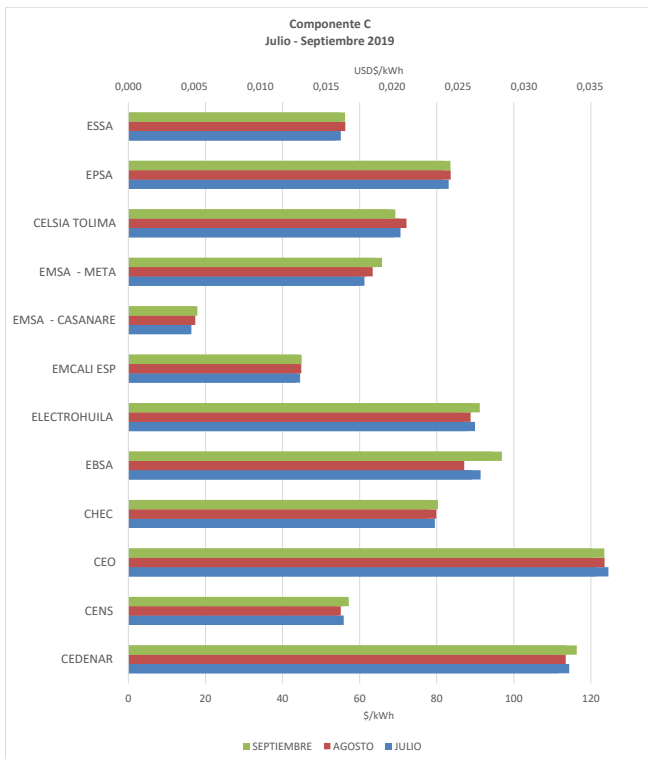
El grupo 2 presentó un promedio de 72,51 \$/kWh para el tercer trimestre del año 2019, significando esto una disminución de 0,47 \$/kWh respecto al trimestre inmediatamente anterior. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por la Electricadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de julio con un valor igual a 15,95 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. para el mismo mes, con un valor de 121,52 \$/kWh, presentando una disminución de 1,07 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior.

Dentro del grupo 2, las empresas Cedenar S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que



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

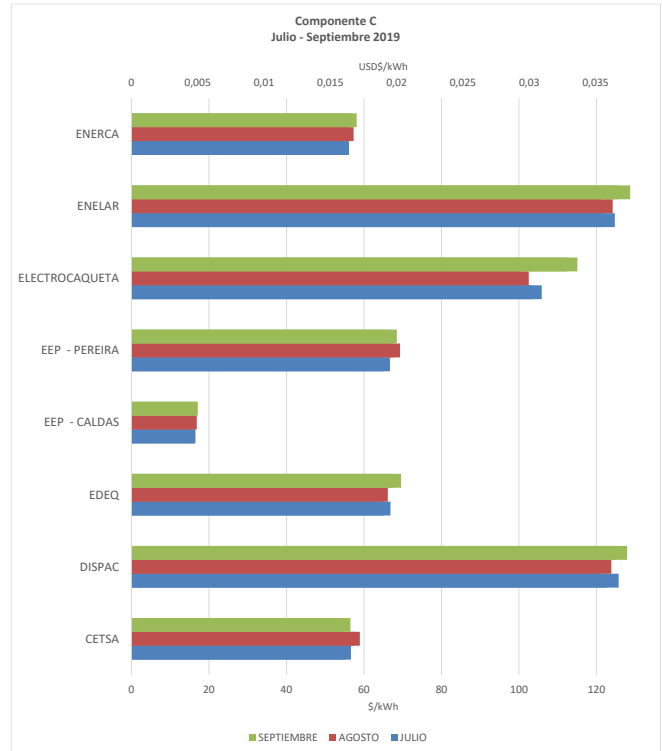
Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	111,61	110,72	113,51
CENS	54,51	53,78	55,80
CEO	121,52	120,56	120,50
CHEC	77,58	77,97	78,35
EBSA	89,17	85,02	94,55
ELECTROHUILA	87,75	86,64	88,96
EMCALI ESP	43,48	43,76	43,87
EMSA - CASANARE	15,95	16,92	17,45
EMSA - META	59,78	61,87	64,22
CELSIA TOLIMA	68,91	70,41	67,58
EPSA	81,08	81,61	81,54
ESSA	53,76	54,92	54,86



Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el tercer trimestre de 2019 de 76,43\$/kWh, 4,38 \$/kWh por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de julio de 2019 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 16,12 \$/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 2019 para la Empresa de Energía de Arauca E.S.P., con un valor de 125,58 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	55,27	57,51	55,13
DISPAC	122,68	120,85	124,82
EDEQ	65,22	64,54	67,90
EEP - CALDAS	16,12	16,45	16,70
EEP - PEREIRA	65,10	67,64	66,83
ELECTROCAQUETA	103,31	100,03	112,30
ENELAR	121,71	121,16	125,58
ENERCA	54,78	55,93	56,69



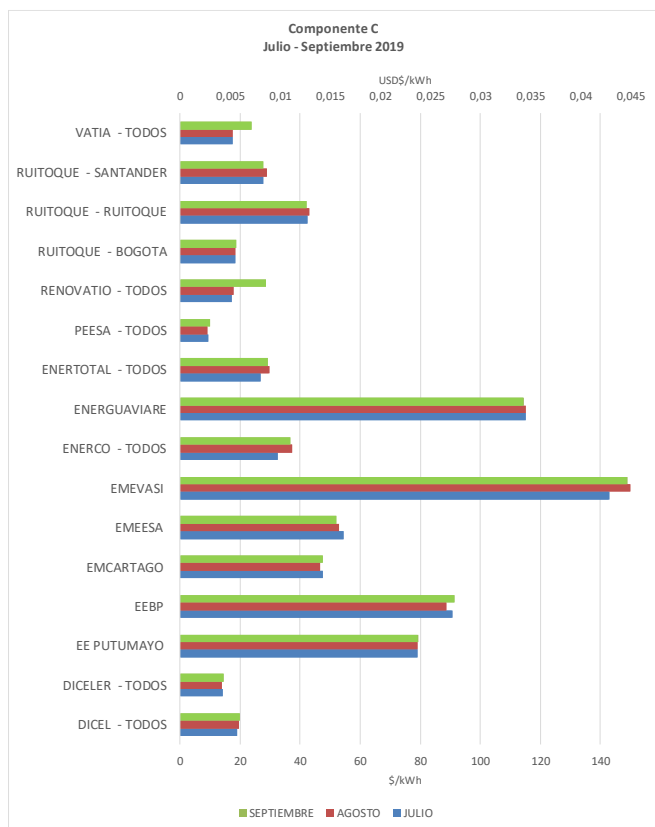
Grupo 4

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.

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 48,09 \$/kWh para el tercer trimestre de 2019, 0,14 \$/kWh por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa PEESA S.A. E.S.P., con un valor igual a 9,10 \$/kWh en el mes de agosto; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mismo mes con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P., con un valor igual a 150,33 \$/kWh, 7,65 \$/kWh por debajo del mayor valor registrado por la empresa en el trimestre anterior.



Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DICEL - TODOS	18,93	19,54	19,86
DICELER - TODOS	14,22	13,85	14,46
EE PUTUMAYO	79,18	79,05	79,25
EEBP	90,74	88,74	91,46
EMCARTAGO	47,44	46,62	47,53
EMEESA	54,57	53,00	52,17
EMEVASI	142,98	150,33	148,97
ENERCO - TODOS	32,56	37,26	36,75
ENERGUAVIARE	115,25	115,25	114,45
ENERTOTAL - TODOS	26,89	29,65	29,10
PEESA - TODOS	9,31	9,10	9,88
RENOVATIO - TODOS	17,13	17,73	28,70
RUITOQUE - BOGOTA	18,48	18,46	18,81
RUITOQUE - RUITOQUE	42,52	42,98	42,23
RUITOQUE - SANTANDER	27,78	28,78	27,71
VATIA - TODOS	17,54	17,53	23,67



7. Componente de Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas reconoce al prestador el costo que se considera normalmente tolerable en el proceso de llevar la energía hasta el usuario final, toda vez que la existencia de pérdidas de energía 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 S.A. ESP	38,26	39,09	39,28
CENS S.A. ESP	35,37	35,80	36,68
CEO S.A.S ESP	34,86	35,66	36,80
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	37,99	38,78	39,06
CETSA S.A. ESP	35,21	35,80	35,89
CHEC S.A. ESP	36,77	37,05	37,37
CODENSA S.A. ESP	35,22	35,86	36,25
DICEL S.A. ESP*	39,36	39,48	40,06
DICELER S.A. E.S.P.*	34,22	36,66	38,31
DISPAC S.A. ESP	37,35	39,07	39,28
EBSA S.A. ESP	38,27	39,49	39,82
EDEQ S.A. ESP	33,42	33,95	33,40
EE PUTUMAYO S.A. ESP	37,78	38,78	41,97
EEBP S.A. ESP	38,71	37,99	37,91
EEP S.A. ESP*	38,11	38,99	39,82
ELECTRICARIBE S.A. ESP	35,10	35,49	36,48
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	38,77	40,53	40,76
ELECTROHUILA S.A. ESP	40,48	40,82	40,98
EMCALI ESP	41,07	41,16	41,91
EMCARTAGO S.A. ESP	31,73	35,89	36,77
EMEESA S.A. ESP	33,39	32,30	29,30
EMEVASI S.A. ESP	39,74	40,35	40,54
EMSA S.A. ESP*	36,03	36,55	36,66
ENELAR S.A. ESP	43,01	43,69	43,85
ENERCA S.A. ESP	40,03	40,60	41,42
ENERCO S.A. E.S.P.*	34,91	37,34	37,75
ENERGUAVIARE ESP	38,29	38,29	38,94
ENERTOTAL S.A. ESP*	53,82	53,35	54,14
EPM S.A. ESP	35,26	35,68	36,12
EPSA S.A. ESP	38,94	39,55	39,72
ESSA S.A. ESP	36,14	36,41	36,94
PEESA S.A. ESP*	37,55	38,09	38,48
RENOVATIO S.A. ESP*	35,91	36,75	37,66
RUITOQUE S.A. ESP*	44,06	44,78	44,94
VATIA S.A. ESP*	38,04	38,57	38,98

* 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, el menor valor lo presentó EMEESA S.A. E.S.P. en el mes de septiembre de 2019 con 29,30 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mismo mes para la empresa ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 54,14 \$/kWh.



8. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

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

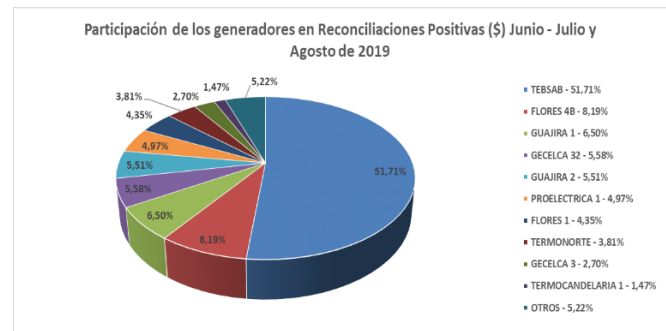
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) 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_AGC
menos (-)
Reconciliación Negativa
menos (-)
Responsabilidad Comercial AGC
igual a (=)
Restricciones Totales a cargo de la demanda

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de junio, julio y agosto de 2019:



En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2019, se puede evidenciar que generadores como Tebsa, Flores (4B), Guajira (1) y Guajira (2) continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas; sin embargo, para este trimestre, Termocandelaria (1) salió del top 5 e ingresó Gecelca (32). Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con más del 50% de las mismas.

Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. El cálculo de este precio, se realizó de la siguiente manera: Se calculó 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 2019.

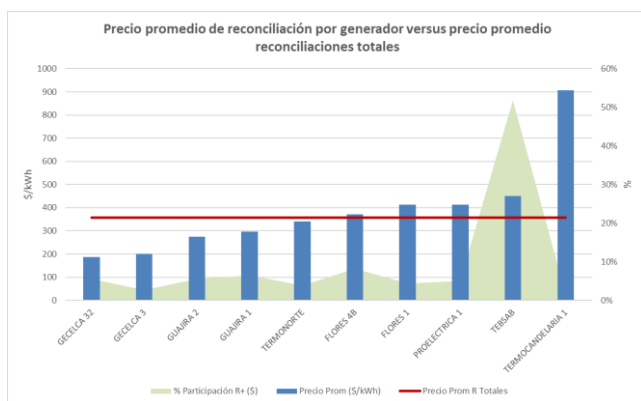
Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

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



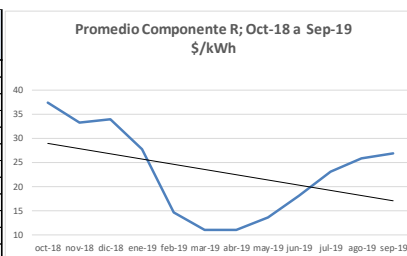
secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 90% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos, que, comparado con el segundo trimestre de 2019, ingresó Gecelca (3) y salió Termocandelaria (2).

Por ejemplo, Flores 4B pasó de 7,43% en el segundo trimestre de 2019 a 8,19% para el tercero, pero su precio promedio es cercano al precio promedio aproximado de todos los generadores; Tetsa pasó de 52,13% a 51,71% y Termocandelaria 1 de 1,24% a 1,47% respectivamente. El precio promedio con el que fue reconocida la energía a Termocandelaria 1, es aproximadamente 2,5 veces el precio promedio aproximado de todos los generadores.



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 2018 a septiembre de 2019, en donde se puede evidenciar que a partir de abril de 2019 comenzó a incrementarse el valor del componente, para el tercer trimestre se sigue presentado la misma conducta lo que ha representado un incremento promedio de 5,14 \$/kWh en julio de 2019 respecto de junio del mismo año y un incremento de 2,76 \$/kWh en agosto respecto a julio de 2019, el incremento podría deberse, entre otras causas, a la disminución del precio de bolsa, pues el valor en pesos de las restricciones asignadas a los comercializadores aumentó como consecuencia de la salida de plantas de generación que antes se encontraban en mérito, a generar seguridad, incrementado la energía en este servicio.

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
oct-18	37,39
nov-18	33,27
dic-18	34,02
ene-19	27,70
feb-19	14,60
mar-19	10,93
abr-19	11,01
may-19	13,61
jun-19	17,98
jul-19	23,11
ago-19	25,88
sep-19	26,86



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 conto con participación en las restricciones aliviadas de los meses de junio, julio y agosto de 2019 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre de 2019 respectivamente.

Otro concepto incluido en el componente de restricciones, se originó conforme a las Resoluciones CREG 106, 139 y 182 de 2011, mediante las cuales se crearon los incentivos para que los generadores térmicos a gas, respaldaran sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible. La CREG mediante la Resolución 062 de 2013, estableció la metodología para calcular el ingreso regulado (IR) que reciben aquellos agentes y la obligación del ASIC de liquidarlo mensualmente. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 8,74% de las restricciones aliviadas, con un valor en pesos estable, lo que, aunado a un incremento de la participación de la Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$), representan una disminución en su participación de 6,68 puntos porcentuales respecto al promedio del trimestre anterior.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 1,82% de las restricciones y con respecto al trimestre inmediatamente anterior, este presentó una disminución de 6,22 puntos porcentuales.

Para este trimestre se aplicaron conceptos de alivios asociados a la Res. CREG 024/2015 por un valor de \$38.226.649 y Res. CREG 05/2010 por un valor de \$242.578, lo anterior debido a una condición de escasez presentada en el mes de agosto de 2019; por otro lado, a las restricciones



del trimestre de análisis se les aplicó el alivio por CIOEF asociado al Cobro por el Incumplimiento de la Obligación de Energía Firme para los recursos No Despachados Centralmente por un valor de \$33.916.226. A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el tercer trimestre de 2019 y corresponde a los meses de junio, julio y agosto de 2019.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	383.861.610.761
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	1.320.187.692
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	36.148.404.010
Total Restricciones asignadas	421.330.202.463
- Rentas de congestión (\$)	7.515.549.480
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	33.916.226
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	38.226.649
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	242.578
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	2.173.084
Total alivios a las restricciones asignadas	7.590.108.016
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	413.740.094.447

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 segundo trimestre de 2019) 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 particular⁵.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCD	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	567,16
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	432,99
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	436,07
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	438,65
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	455,50
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	460,76
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	464,08
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	479,64
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	560,34
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	568,02
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	513,68
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	515,31
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	518,51
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	530,53
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	540,63
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	582,42
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	684,68

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	491,48
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	492,89
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,79
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	519,86
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	521,81
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	541,68
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	625,88
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	498,19
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,75
CALDAS	ESP S.A. ESP	CENTRO	513,11
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	517,64
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	521,23
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	560,55
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	601,06
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	496,57
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	502,14
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,58
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	517,95
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	530,59
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	492,45
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	494,56
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	520,13
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	521,72
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	523,64
PEREIRA	ESP S.A. ESP	CENTRO	562,57
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	647,10
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	496,78
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,19
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	516,74
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	542,40
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	626,35
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	509,09
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	584,73
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	497,52
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	500,40
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	511,94
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	523,79
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	534,21
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	567,92
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	573,83

⁵ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	473,61
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	473,64
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	495,64
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	507,30
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	537,63
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	539,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	650,94
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	482,28
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	493,89
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	499,84
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	503,46
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	643,44
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	483,38
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	495,51
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	526,42
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	576,72
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	598,87
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	600,22
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	644,89
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	477,73
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	480,97
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,13
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	505,55
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	561,23
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	636,85
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,18
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	493,05
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	512,40
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	591,13
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	649,22
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,42
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	480,72
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,28
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	498,18
TULLUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	532,81
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	615,83

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	494,89
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	474,62
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	475,31
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	478,72
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	495,14
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	504,44
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	511,33
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	516,79
BOGOTA	RUILOQUE S.A. ESP	ORIENTE	529,44
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	586,35
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	498,26
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	507,49
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	514,58
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	561,89
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	570,22
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	571,52
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	572,09
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	482,31
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	484,44
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	496,11
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	507,57
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	580,99

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	528,44
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	598,43
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	517,33
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	521,64
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	527,75
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	628,21
CASANARE	EMESA S.A. ESP	SUR	515,57
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	517,85
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	519,60
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	529,37
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	531,88
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	586,62
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	512,95
META	PEESA S.A. ESP	SUR	518,02
META	VATIA S.A. ESP	SUR	528,67
META	DICEL S.A. ESP	SUR	539,90
META	EMESA S.A. ESP	SUR	554,17
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	525,17
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	529,26
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	597,22
SIBUNDOY	VATIA S.A. ESP	SUR	669,67
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	671,71

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 2 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 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 el cual no requiere la aprobación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

No obstante lo anterior, la Superintendencia tiene la obligación de vigilar los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, permitiendo que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Con base en lo anterior, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo a la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para los meses de julio, agosto y septiembre de 2019. Para el cálculo del CU, los campos y filtros tenidos en cuenta del formato 3, fueron los siguientes:

- 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

Adicionalmente se relacionó la información por empresa, mercado, usuario y nivel de tensión del segundo trimestre de 2019 (el nivel de tensión se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1). De acuerdo con la definición del campo 16, 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.

Luego de esto se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupados por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Por otro lado, a manera de ejercicio y en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, con el fin de identificar datos atípicos, 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 2019 y que es igual a 104,638 \$/kWh, correspondiente a agosto 24 de 2019.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del tercer trimestre de 2019, igual a 33,03 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 104,638 \$/kWh y el T promedio de 33,03 \$/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.
- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del tercer trimestre de 2019 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 2019 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (25,32 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los siguientes CU_{Min} :

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	339,610
CENTRO	NT2	288,797
CENTRO	NT3	224,472
CENTRO	NT4	189,999
OCCIDENTE	NT1	320,079
OCCIDENTE	NT2	273,257
OCCIDENTE	NT3	227,932
OCCIDENTE	NT4	189,999
ORIENTE	NT1	322,389
ORIENTE	NT2	268,397
ORIENTE	NT3	231,764
ORIENTE	NT4	189,999
SUR	NT1	355,739
SUR	NT2	310,277
SUR	NT3	247,682
SUR	NT4	189,999
COSTA CARIBE	NT1	283,585
COSTA CARIBE	NT2	249,107
COSTA CARIBE	NT3	227,906
COSTA CARIBE	NT4	190,696
CHOCO	NT1	297,192
CHOCO	NT2	263,117
TOLIMA	NT1	357,989
TOLIMA	NT2	325,318
TOLIMA	NT3	225,959
TOLIMA	NT4	189,999

Los resultados obtenidos se detallan en el anexo 2 de este documento, donde los valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CU_{Min} calculado por la SSPD en este ejercicio se identifican con el color naranja. Se resaltan los valores por debajo del CU_{Min} ya que se podría considerar que algunos de los componentes 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 por parte del OR.

Nivel de Tensión 1

Para el tercer trimestre de 2019, el CU promedio más alto corresponde al sector Alumbrado Público atendido por EEP S.A. E.S.P. en el ADD Centro con un valor de 534,67 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Comercial, servicio prestado también por VATIA S.A. E.S.P. con 356,44 \$/kWh en el mercado Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de julio, agosto y septiembre de 2019 correspondiente al tercer trimestre es nuevamente para la empresa DICEL S.A. E.S.P. con 565,69 \$/kWh en el sector Distrito de Riego en el ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a ELECTRICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.



con 251,4 \$/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 2019 corresponde a EPSA S.A. E.S.P., con 422,8 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 274,77 \$/kWh para el sector Industrial Bombeo en el mercado Costa Caribe.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este tercer trimestre del año 2019 corresponde a ECOPETROL ENERGÍA S.A. E.S.P. con 436,09 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Costa Caribe (Sin ADD); por su parte, EMSA S.A. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 219,78 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Sur.

Para el presente trimestre, no hay reportes de información por parte de los comercializadores de usuarios conectados 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 (\$/kWh) Julio de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	476,69
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	488,21
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	496,91
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	506,89
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPMS S.A. ESP	CENTRO	513,35
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	519,26
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	623,46
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	494,68
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	499,38
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	507,07
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,61
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	514,70
CALDAS	CHES S.A. ESP	CENTRO	555,55
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	598,29
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	493,01
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	500,45
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	505,78
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	515,10
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	522,75
NORTE DE SANTANDER	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	477,94
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	491,36
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	499,86
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	517,36
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	520,97
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	555,69
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	645,18
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	495,26
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	508,62
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	514,06
QUINDIO	BONE S.A. ESP	CENTRO	537,56
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	623,79
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	509,29
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	582,58
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	493,47
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	498,54
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,76
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	521,17
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	528,27
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	565,53
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	623,09

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	455,40
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	464,55
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,89
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	500,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	EMCALI ESP	OCCIDENTE	532,37
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	643,11
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	473,21
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	476,03
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	487,23
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	496,34
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	635,98
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,49
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,88
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	519,78
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	567,08
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	637,24
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	461,49
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,87
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	487,96
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	498,54
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	552,82
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	629,65
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,18
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,60
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	505,67
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	581,96
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	641,40
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,35
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,68
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,68
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	491,09
TULLUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	527,05
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	608,84

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	483,96
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	451,79
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	453,86
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	461,77
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	470,44
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	484,10
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	493,08
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	498,60
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	528,45
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	574,88
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	474,73
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	487,68
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	498,85
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	547,75
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	555,44
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	560,96
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	469,01
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	474,19
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	485,31
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	496,25
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	570,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	518,81
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	595,50
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	504,62
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	512,21
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	517,92
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	608,21
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	504,32
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	506,08
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	510,53
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	519,43
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	521,00
CASANARE	ENERCAS S.A. ESP	SUR	574,10
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	501,23
META	PEESA S.A. ESP	SUR	508,65
META	VATIA S.A. ESP	SUR	518,71
META	DICEL S.A. ESP	SUR	529,80
META	EMSA S.A. ESP	SUR	541,67
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	515,84
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	519,41
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	577,61
SIBUNDYO	EMEVASI S.A. ESP	SUR	656,83

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	558,86
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	419,35
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	427,12
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	436,12
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	451,67
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	456,61
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	474,33
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	491,37
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	556,03
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	564,39
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	502,28
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	508,02
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	514,25
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	526,09
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	535,60
TOLIMA	CETSA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	576,18
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	678,10

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



Agosto de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	494,89
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	498,07
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	500,94
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,81
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	524,71
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	525,50
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	626,99
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	500,83
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	503,49
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	514,93
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	516,04
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	521,45
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	565,29
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	603,49
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	498,69
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	504,59
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,32
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	521,53
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	533,98
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	496,46
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	498,98
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	501,90
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	523,73
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	526,83
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	566,63
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	648,23
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	499,28
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	511,92
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	520,05
QUINDIO	EDEO S.A. ESP	CENTRO	549,18
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	627,74
RUTOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	510,76
RUTOQUE	RUTOQUE S.A. ESP	CENTRO	588,52
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	500,14
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	502,62
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	514,16
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	526,71
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	539,54
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	550,05
SANTANDER	RUTOQUE S.A. ESP	CENTRO	571,98

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	474,69
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	478,44
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	480,99
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,45
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	508,57
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAU ESP	OCCIDENTE	539,43
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	651,57
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	483,28
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,50
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	504,80
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	508,11
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	642,81
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	484,82
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,21
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	527,01
CAUCA	CEO S.A. ESP	OCCIDENTE	576,30
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	597,32
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	644,35
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	482,01
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	482,14
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	495,00
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	506,86
EPSAU	EPSAU S.A. ESP	OCCIDENTE	566,89
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	636,14
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,59
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,29
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	513,26
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	592,67
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	649,43
POPAYÁN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,68
TULLIA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,92
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	489,06
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	496,62
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	536,84
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	615,68

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	498,22
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	478,95
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	481,66
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	483,99
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	485,20
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	497,79
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	507,95
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	515,51
BOGOTÁ	RUTOQUE S.A. ESP	ORIENTE	543,50
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	588,22
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	488,40
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	501,09
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	509,63
BOYACÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	567,49
BOYACÁ	IBSA S.A. ESP	ORIENTE	573,85
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	574,70
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	486,10
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	487,81
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	499,31
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	511,05
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	584,07

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	530,68
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	596,40
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	521,21
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	523,88
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	529,73
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	629,87
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	518,30
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	520,80
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	521,70
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	530,67
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	535,00
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	583,87
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	516,85
META	PEESA S.A. ESP	SUR	519,76
META	VATIA S.A. ESP	SUR	530,27
META	DICEL S.A. ESP	SUR	541,85
META	EMSA S.A. ESP	SUR	556,66
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	526,94
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	530,69
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	593,71
SIBUNDÓ	EMEVASI S.A. ESP	SUR	676,97

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DSRAC S.A. ESP	SIN ADD	568,86
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	432,99
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	437,87
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	439,00
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	455,39
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	456,79
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	460,79
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	478,36
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	559,18
GUANABRE	ENERGUANABRE ESP	SIN ADD	564,39
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	513,44
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	517,78
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	518,07
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	529,73
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	540,61
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	583,64
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	683,78

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



Septiembre de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,58
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	499,67
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	514,67
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	520,72
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	521,46
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	627,19
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	627,19
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,06
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,71
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	516,22
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	516,77
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	560,81
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	560,81
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	601,41
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,03
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	501,38
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,64
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	512,23
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	535,03
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,86
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	500,44
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	519,31
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	523,13
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	565,40
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	565,40
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	647,90
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	495,79
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,03
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	516,12
QUINDIO	EDEO S.A. ESP	CENTRO	540,48
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	627,52
RUTOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	507,23
RUTOQUE	RUTOQUE S.A. ESP	CENTRO	583,09
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,96
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	500,06
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	511,91
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	523,48
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	534,81
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	548,36
SANTANDER	RUTOQUE S.A. ESP	CENTRO	566,24

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	481,60
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	487,07
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,59
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	512,98
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAU ESP	OCCIDENTE	546,41
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	658,15
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	658,15
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	487,54
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	499,94
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	509,24
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	519,20
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	651,52
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	487,81
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,43
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	532,47
CAUCA	CEO S.A. ESP	OCCIDENTE	586,78
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	600,22
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	600,43
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	653,07
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,91
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	489,70
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	499,42
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	511,24
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	565,97
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	644,77
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	489,77
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,25
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	518,28
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	599,77
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	656,84
POPAYÁN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,24
TULLA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,56
TULLA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,11
TULLA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	503,83
TULLA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	534,53
TULLA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	622,96

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	502,50
ARAUCA	ERELAS S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	485,20
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	490,41
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	497,70
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	503,53
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	512,28
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	519,87
BOGOTÁ	RUTOQUE S.A. ESP	ORIENTE	546,37
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	599,96
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	599,96
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	506,21
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	514,00
BOYACÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	570,22
BOYACÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	570,43
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	580,61
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	580,61
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	585,27
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	491,31
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	491,31
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	503,72
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	515,42
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	588,16

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	536,23
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	603,40
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	526,17
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	529,35
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	535,60
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	646,54
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	524,10
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	526,55
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	526,67
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	538,02
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	539,64
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	601,90
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	522,98
META	PEESA S.A. ESP	SUR	525,85
META	VATIA S.A. ESP	SUR	537,03
META	DICEL S.A. ESP	SUR	548,46
META	EMSA S.A. ESP	SUR	564,17
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	532,72
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	537,69
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	620,34
SIBUNDÓY	VATIA S.A. ESP	SUR	669,67
SIBUNDÓY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	681,33

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DSRMC S.A. ESP	SIN ADD	574,17
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	438,86
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	441,95
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	444,08
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	449,87
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	459,45
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	464,87
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	486,23
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	565,80
GUANABRE	ENERGUANABRE ESP	SIN ADD	575,26
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	519,58
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	523,20
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	525,87
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	535,77
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	545,68
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	587,45
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	692,15

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

Empresas que aplicaron Opción Tarifaria

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
JULIO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	626,69	612,28
AGOSTO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	645,10	612,28
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	651,38	612,28

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



Anexo 2

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

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
EEP S.A. ESP	534,57	514,87	519,92				
ELECTRICARIBE S.A. ESP			441,03				
EMCALI ESP			473,98				
EMGESA SA ESP			481,81				
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			467,35				
ENERTOTAL S.A. ESP			517,59		470,39		
EPM S.A. ESP	390,69		460,79	456,26	361,77	494,33	423,47
EPSA S.A. ESP			468,02		401,76		
ESANT S.A. ESP							462,97
PEESA S.A. ESP			445,66				
RENOVATIO S.A. ESP			452,03		455,30		
RUITOQUE S.A. ESP			455,06	481,91	459,41		472,48
VATIA S.A. ESP			373,52	459,49	485,62		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2019. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	486,48					
CEO S.A.S ESP		431,27				
DICEL S.A. ESP		371,77				
DICELER S.A.E.S.P		367,73				
ELECTRICARIBE S.A. ESP		410,31				
EMCALI ESP	511,76	433,80	381,25	398,52	413,83	385,54
EMGESA SA ESP		431,50			461,49	
EPM S.A. ESP		420,84				
EPSA S.A. ESP		452,51			449,77	
PEESA S.A. ESP		403,38				
VATIA S.A. ESP		401,23			447,37	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2019. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			490,51				478,04		
DICEL S.A. ESP			385,89				457,57		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			434,21				484,27		
ELECTROHUILA S.A. ESP	376,01		437,08	482,37					
EMCALI ESP									469,78
EMGESA SA ESP		477,32	448,07				457,17	441,27	451,53
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					434,62		480,86		
ENERTOTAL S.A. ESP			447,28			498,48	468,36		
EPM S.A. ESP			449,03				465,23		369,85
EPSA S.A. ESP			430,74				460,78		
ISAGEN S.A. ESP							438,26		
PEESA S.A. ESP				484,10	510,87		483,70		
RENOVATIO S.A. ESP							454,05		
RUITOQUE S.A. ESP		481,74			498,34		471,48		
VATIA S.A. ESP			467,24				441,53		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2019. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		460,17		
EMEVASI S.A. ESP	494,43			
EMGESA SA ESP		519,64		492,87
EMSA S.A. ESP	405,90		468,56	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		420,05		
DICELER S.A. E.S.P				395,79
ELECTRICARIBE S.A. ESP	400,87	398,96	373,41	416,67
EMGESA SA ESP		402,67		
ENERTOTAL S.A. ESP				433,95
EPM S.A. ESP		380,71		374,47
RUITOQUE S.A. ESP		393,32		
VATIA S.A. ESP		356,44		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2019. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTROHUILA S.A. ESP		466,60
EMGESA SA ESP	486,94	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ECOPETROL ENERGIA					384,39		
EEP S.A. ESP	419,76	442,67	421,88	438,99	422,94		419,26
ELECTRICARIBE S.A. ESP			386,01		330,56		
ELECTROHUILA S.A. ESP					392,03		
EMCALI ESP			417,84				380,74
EMGESA SA ESP			398,68	398,59	411,94		414,73
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			405,43	419,82	400,03		
ENERTOTAL S.A. ESP			399,69		419,58		
EPM S.A. ESP	400,76		383,42	387,44	380,63	387,40	391,66
EPSA S.A. ESP	403,20		402,94		399,72		
ESANT S.A. ESP							411,78
GECELCA S.A. ESP					357,16		
ISAGEN S.A. ESP					386,98		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					417,22		
PEESA S.A. ESP					412,09		
RENOVATIO S.A. ESP			388,31		392,28		
RUITOQUE S.A. ESP			415,19	408,37	403,56		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			355,78				
VATIA S.A. ESP			384,06	388,19	387,96		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR						362,77		
CEDENAR S.A. ESP	437,14	440,47		410,65		407,80		
CEO S.A.S ESP		393,47				390,99		387,36
CETSA S.A. ESP	446,56	401,40				385,00		416,01
DICEL S.A. ESP	423,81	387,02				396,65		427,82
DICELER S.A. E.S.P		384,81				403,90		
ECO LOGICA S.A.S. E.S.P.	286,87							
EEP S.A. ESP	405,40							
ELECTRICARIBE S.A. ESP		362,82						
ELECTROHUILA S.A. ESP						367,52		
EMCALI ESP	411,06	389,81		381,61	394,20	392,93		399,06
EMESA S.A. ESP		186,76				369,90		355,66
EMGESA SA ESP		385,03				377,04	366,49	389,22
ENERTOTAL S.A. ESP		396,59				387,22		
EPM S.A. ESP		358,34				372,93		
EPSA S.A. ESP	391,51	382,92	425,47			385,23		371,31
ISAGEN S.A. ESP						379,97		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						409,00		
RENOVATIO S.A. ESP		391,43						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		340,54						
VATIA S.A. ESP		356,62				378,59		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR			378,55				368,78			
CODENSA S.A. ESP	437,24									
DICEL S.A. ESP			390,28	365,69			389,32		397,14	
DICELER S.A. E.S.P			389,16							
ECOPETROL ENERGIA							365,58			
EEP S.A. ESP			381,91							
ELECTRICARIBE S.A. ESP			365,33				382,75			
ELECTROHUILA S.A. ESP	375,43		382,78	384,41			380,44		385,87	
EMCALI ESP			364,43				368,78		367,02	
EMGESA SA ESP		368,79	367,55	392,84	379,62	364,90	369,74	407,11	357,10	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							366,77			
ENERTOTAL S.A. ESP			392,42				398,88			
EPMS S.A. ESP			354,67		396,64		364,34		370,95	
EPSA S.A. ESP			380,64	385,65			379,89		469,88	362,10
ISAGEN S.A. ESP				383,86			371,20			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							461,84			
PEESA S.A. ESP	510,32				402,67		389,08			
RENOVATIO S.A. ESP			391,82				383,07			
RUITOQUE S.A. ESP		374,77	381,98	375,19	371,19		375,99			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			332,02							
VATIA S.A. ESP			356,42				352,86			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		457,22			458,40	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		402,96				
ELECTROHUILA S.A. ESP		414,05				430,60
EMCALI ESP						408,94
EMGESA SA ESP		432,72			469,65	
EMSA S.A. ESP	434,54				413,94	
ENERTOTAL S.A. ESP	472,99					
EPMS S.A. ESP		401,63			389,54	433,83
EPSA S.A. ESP		429,78			411,91	466,29
RUITOQUE S.A. ESP		412,29				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		379,59				
VATIA S.A. ESP		421,50	417,00	419,44	422,28	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR						337,13		
CEO S.A.S ESP		321,35				372,06		
DICEL S.A. ESP		352,74				353,74		
DICELER S.A. E.S.P						321,93		
ECOPETROL ENERGIA						314,11		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	384,66	357,75	358,41	352,26	370,59	344,20		329,12
ELECTROHUILA S.A. ESP		251,40				350,12		
EMCALI ESP		384,07						346,96
EMGESA SA ESP		355,99		346,01	345,93	364,22	347,27	362,76
EPMS S.A. ESP		337,09				343,62		343,48
EPSA S.A. ESP		355,31				361,59		
GECELCA S.A. ESP						371,43		
ISAGEN S.A. ESP						348,18		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						398,25		
PEESA S.A. ESP		403,31						354,06
RENOVATIO S.A. ESP		371,03				363,80		
RUITOQUE S.A. ESP		350,28				388,01		
SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P.		339,81						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		318,49						
VATIA S.A. ESP		353,06				357,41		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. SIN ADD (Tolima)



EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		421,55					
EMGESA SA ESP		456,86					404,60
ENERTOTAL S.A. ESP					454,55		
EPM S.A. ESP		418,17			421,14		
EPSA S.A. ESP	446,31	474,24		478,95	475,99	456,71	487,39
PEESA S.A. ESP			429,59				
RENOVATIO S.A. ESP					430,52		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		396,32					
VATIA S.A. ESP					439,50		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2019. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	399,89	
ISAGEN S.A. ESP		353,37

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		338,32			326,16	
DICEL S.A. ESP		307,92				333,35
ECOPETROL ENERGIA					320,17	
EEP S.A. ESP	379,07	363,46		379,15	361,07	375,77
ELECTRICARIBE S.A. ESP		313,72				
EMCALI ESP		349,44				
EMGESA SA ESP		339,21			328,66	326,71
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		332,21	318,10		335,92	
ENERTOTAL S.A. ESP					290,09	
EPM S.A. ESP		319,87	324,24		312,03	327,73
EPSA S.A. ESP		329,65			350,46	
ISAGEN S.A. ESP					313,94	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					359,17	
RUITOQUE S.A. ESP		338,07	343,19		336,73	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		292,70				
VATIA S.A. ESP		319,92	326,44		330,21	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2019. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		312,30	
CEDENAR S.A. ESP		349,76	372,03
CEO S.A.S ESP		315,52	345,85
CETSA S.A. ESP		309,31	
DICEL S.A. ESP	299,20	350,73	
ECOPETROL ENERGIA		331,70	
EEP S.A. ESP		340,39	
EMCALI ESP	343,21	335,55	362,49
EMEESA S.A. ESP	289,29	324,93	310,66
EMGESA SA ESP	316,19	329,13	
EPM S.A. ESP	316,58	313,11	
EPSA S.A. ESP	346,41	331,35	
ISAGEN S.A. ESP		322,19	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		361,78	
RENOVATIO S.A. ESP	367,60	323,89	
RUITOQUE S.A. ESP		355,11	
VATIA S.A. ESP		320,68	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2019. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)



EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		344,44			329,86		
DICEL S.A. ESP		322,01			379,84		
ECOPETROL ENERGIA					337,11		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					333,33		
ELECTROHUILA S.A. ESP		340,55	355,18		346,65		351,89
EMCALI ESP		352,11			305,34		342,65
EMGESA SA ESP	331,63	317,37		300,64	332,30	370,89	
EPM S.A. ESP		324,22			327,44		375,38
EPSA S.A. ESP		348,66			340,86		
GECELCA S.A. ESP					298,36		
ISAGEN S.A. ESP			348,49		327,48		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					369,83		
VATIA S.A. ESP		338,21			422,23		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2019. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	332,55	353,54	
ECOPETROL ENERGIA		348,81	
EMCALI ESP		352,78	
EMGESA SA ESP	355,25	347,46	
EMSA S.A. ESP		333,40	
EPM S.A. ESP	330,68	325,55	356,09
EPSA S.A. ESP	380,28	362,69	422,80
ISAGEN S.A. ESP		348,28	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		380,82	
PEESA S.A. ESP		346,64	
VATIA S.A. ESP		357,26	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
DICEL S.A. ESP				365,82	
ECOPETROL ENERGIA				320,26	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	370,63	350,43	337,53	313,17	
ELECTROHUILA S.A. ESP				321,58	
EMGESA SA ESP	326,96			347,57	274,77
EPM S.A. ESP	314,75			316,09	
EPSA S.A. ESP				333,85	
GECELCA S.A. ESP				315,63	
ISAGEN S.A. ESP				343,53	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				362,29	
VATIA S.A. ESP	333,58			334,63	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2019. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			310,20		
ECOPETROL ENERGIA			318,05		
ELECTROHUILA S.A. ESP			331,25		
EMGESA SA ESP	307,78		329,63	286,08	
ENERTOTAL S.A. ESP			362,61		
EPM S.A. ESP	311,30		311,85		
EPSA S.A. ESP	366,18	357,09	317,04	351,58	373,99
ISAGEN S.A. ESP			325,46		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			359,78		
VATIA S.A. ESP		330,26	341,03		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander y Santander)



EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP		253,18
ECOPETROL ENERGIA		279,83
EMGESA SA ESP		246,97
EPM S.A. ESP	280,23	284,51
GECELCA S.A. ESP		249,83
ISAGEN S.A. ESP		283,55

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2019. ADD Occidente (Cauca y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP			280,74
EMGESA SA ESP		305,89	
EPM S.A. ESP		272,34	
EPSA S.A. ESP	286,56	298,77	
ISAGEN S.A. ESP		269,26	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2019. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA	284,06	
EMGESA SA ESP	270,90	327,83
EPM S.A. ESP	272,19	
GECELCA S.A. ESP	250,09	
ISAGEN S.A. ESP	287,58	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2019. ADD Sur (Meta)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	292,77
EMSA S.A. ESP	219,78

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA		436,09	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	285,57	287,77	
EMGESA SA ESP		300,46	286,34
EPSA S.A. ESP	309,99		
ISAGEN S.A. ESP		266,89	

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