



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

# Boletín Tarifario

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

**ABRIL - JUNIO  
2019**

# Contenido

	<b>Página</b>
Actualidad tarifaria .....	1
Panorama nacional .....	1
Componente de generación .....	2
Componente de transmisión .....	6
Componente de distribución .....	7
Componente de comercialización .....	8
Componente de pérdidas .....	11
Componente de restricciones .....	12
Tarifas aplicadas .....	14
Usuarios no regulados .....	15
Anexo 1 .....	18
Anexo 2 .....	21

**Proyectaron:**

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

**Aprobó:**

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





## 1. Actualidad tarifaria

En abril del 2019 se publicó nuevamente para comentarios el proyecto de resolución “Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI, aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN”. Con el apoyo del Comité Asesor de Comercialización – CAC – se llevó a cabo un espacio de socialización con diferentes prestadores con el objeto de indicar los principales cambios respecto a la primera versión del documento.

Una vez analizados, revisados e incorporados los comentarios allegados por los diferentes grupos de interés, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios expidió la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019, publicada en el Diario Oficial número 50998 del 28 de junio del mismo año. Adicionalmente, para el segundo semestre del año, la SSPD tiene programado realizar talleres de socialización dirigidos a los prestadores donde se expondrán detalladamente cada uno de los capítulos que conforman el documento, la transición y las reglas de entrada en vigencia de acuerdo con la actividad desarrollada por cada agente.

Particularmente en el tema de tarifas, el nuevo esquema de cargue de información al SUI contempla un capítulo específico denominado “Capítulo Tarifario (T)” que permitirá hacer seguimiento a la declaración de garantías financieras trasladables a la demanda vía componente de Comercialización, publicación de tarifas y verificación del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el caso de mercado regulado y el Costo de Prestación del Servicio para No Regulado. Con lo anterior, se fortalecen las acciones de inspección, vigilancia y control de la SSPD para los agentes del SIN.

Cabe resaltar que Celsia Tolima S.A. E.S.P. a partir del mes de junio de 2019 desarrolla la actividad de comercialización para los usuarios que eran atendidos por Enertolima S.A. E.S.P, y también adquirió y opera todos los activos de Distribución que conforman dicho mercado de comercialización. Debido a lo anteriormente mencionado, se identificará que para abril y mayo de 2019 se menciona a Enertolima S.A. E.S.P. y en junio ya se menciona a Celsia Tolima S.A. E.S.P.

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
031	ENERGÍA ELÉCTRICA - Oficialización de ingresos Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
036	ENERGÍA - Se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018
038	ENERGÍA ELÉCTRICA - Resuelve recurso de reposición contra la Resolución CREG 023 de 2019
049	ENERGÍA ELÉCTRICA - Activos del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.

## 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 las 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 35 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado (36 con la transición de Enertolima a Celsia Tolima), los tres CU más altos para los meses de abril, mayo y junio de 2019 corresponden a Emevasi S.A. E.S.P. en el mercado Sibundoy con 667,21 \$/kWh para el mes de junio, seguido por el CU de 667,06 \$/kWh y 655,75 \$/kWh para los meses de junio y mayo de 2019 por parte de Enertotal S.A. E.S.P. en el mercado Tolima; se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria sino que es el resultado de la aplicación de la misma.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el segundo trimestre de 2019 se encuentran el comercializador puro Renotavio Trading S.A.S. E.S.P., con valores de 421,82 \$/kWh en abril y 421,95 \$/kWh en mayo para el mercado



Costa Caribe y PEESA S.A. E.S.P. también en el mercado Costa Caribe con un valor de 424 \$/kWh en mayo.

Para este primer 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.

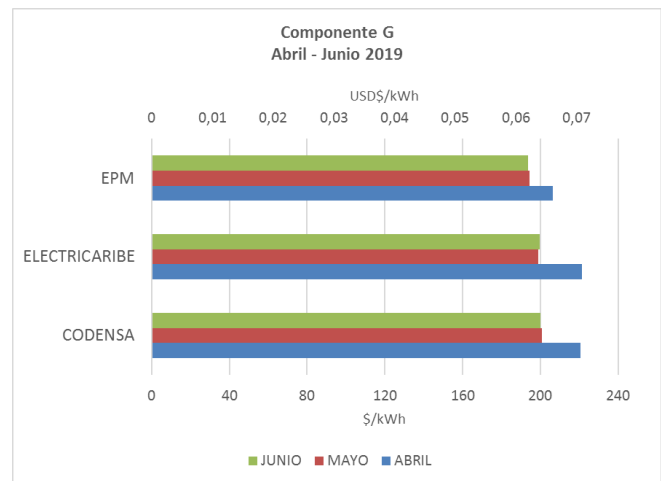
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. 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 3.240,96 \$/USD\$.

#### Grupo 1

El valor promedio para el segundo trimestre de 2019 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 203,95 \$/kWh, 7,3 \$/kWh por debajo respecto del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde, al igual que en el primer trimestre de 2019, a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para el mes de junio de 2019 con un valor igual a 193,54 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a Electricaribe S.A. E.S.P., con 221,26 \$/kWh para el mes de abril de 2019, pero que, comparado con marzo de 2019, este se encuentra 17,81 \$/kWh por debajo.

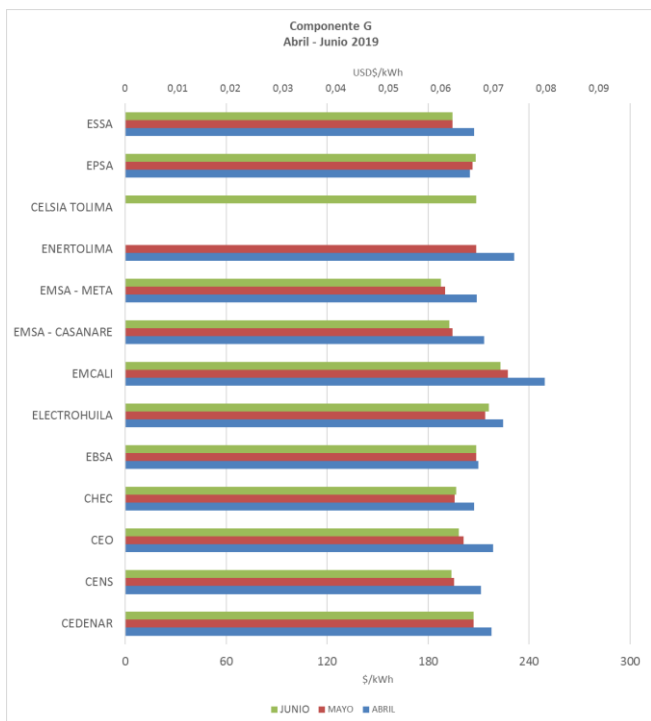
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CODENSA	220,53	200,81	199,92
ELECTRICARIBE	<b>221,26</b>	198,94	199,76
EPM	206,40	194,40	<b>193,54</b>



#### Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el trimestre 2019-2 corresponde a 207,81 \$/kWh, 4,01 \$/kWh por debajo del promedio del primer trimestre del año 2019. Con un valor de 187,50 \$/kWh, la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. presentó el menor costo del componente G para el mes de junio de 2019; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde nuevamente a Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P. para el mes de abril de 2019, con un valor igual a 249,21 pero estando por debajo en 14,9 \$/kWh respecto al valor más alto que presentó la empresa en el primer trimestre de 2019.

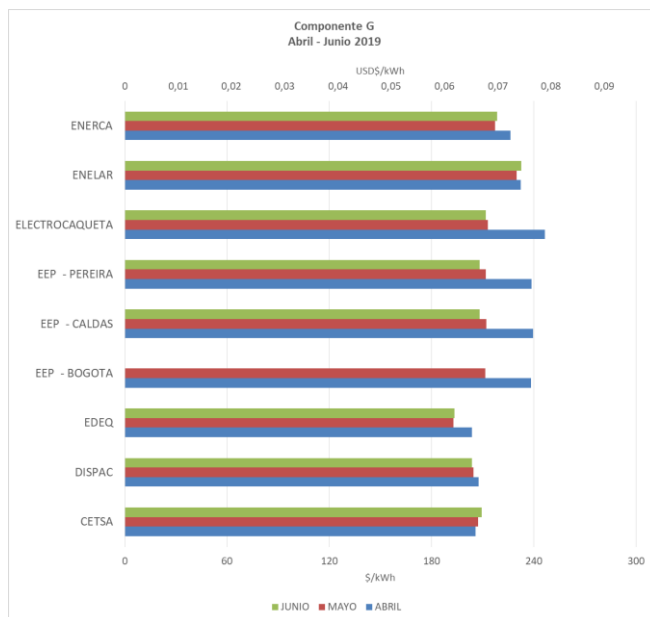
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	217,56	207,02	206,86
CENS	211,29	195,34	193,91
CEO	218,44	200,91	198,12
CHEC	207,32	195,82	196,78
EBSA	209,80	208,50	208,69
ELECTROHUILA	224,65	213,78	216,06
EMCALI	<b>249,21</b>	227,36	223,02
EMSA - CASANARE	213,25	194,54	192,70
EMSA - META	208,97	190,10	<b>187,50</b>
ENERTOLIMA	230,98	208,53	
CELSIA TOLIMA			208,44
EPSA	204,90	206,22	208,33
ESSA	207,16	194,57	194,45



### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 216,36 \$/kWh, 3,49 \$/kWh por debajo del primer trimestre de 2019. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. para el mes de mayo de 2019 con un valor igual a 192,86 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde nuevamente a la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., con un valor de 246,42 \$/kWh para el mes de abril de 2019 pero estando por debajo respecto de marzo de 2019 en 19,97 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	205,83	207,20	209,48
DISPAC	207,70	204,68	203,69
EDEQ	203,66	192,86	193,43
EEP - BOGOTA	238,50	211,61	
EEP - CALDAS	239,71	212,19	208,23
EEP - PEREIRA	238,75	211,75	208,08
ELECTROCAQUETA	246,42	212,92	211,73
ENELAR	232,29	229,85	232,75
ENERCA	226,35	217,15	218,60



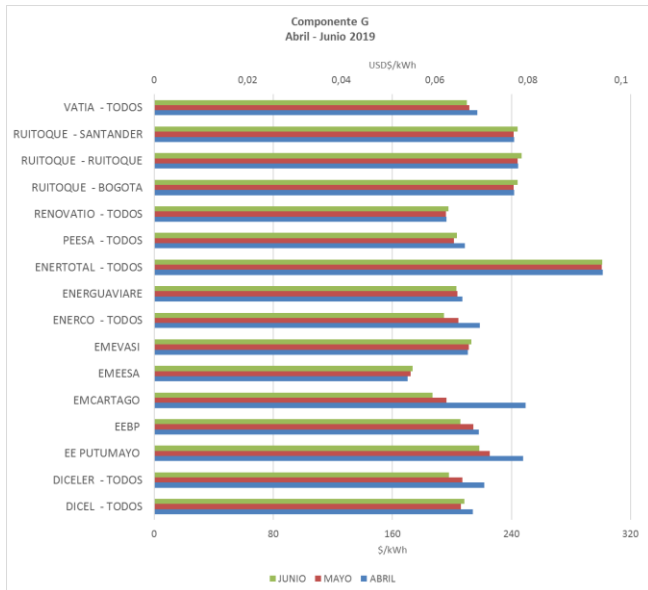
### Grupo 4

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 219,47 \$/kWh, 2,86 \$/kWh por debajo del promedio del primer trimestre de 2019. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la empresa Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., con un valor igual a 170,38 \$/kWh para el mes de abril de 2019, mientras el valor más alto lo ostenta nuevamente Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de abril con un valor promedio en el componente de 301,24 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DICEL - TODOS	213,98	206,13	208,28
DICELER - TODOS	221,87	207,17	197,90
EE PUTUMAYO	247,76	225,28	218,38
EEBP	218,09	214,37	205,82
EMCARTAGO	249,36	196,28	187,04
EMEESA	170,38	172,13	173,50
EMEVASI	210,61	211,41	213,13
ENERCO - TODOS	218,58	204,44	194,53
ENERGUAVIARE	207,13	203,64	202,89
ENERTOTAL - TODOS	301,24	300,58	300,85
PEESA - TODOS	208,61	201,48	203,23
RENOVATIO - TODOS	196,18	196,10	197,61
RUITOQUE - BOGOTA	241,67	241,37	243,95
RUITOQUE - RUITOQUE	244,54	244,21	246,87
RUITOQUE - SANTANDER	241,82	241,53	244,11
VATIA - TODOS	217,04	211,71	210,03





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

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

<sup>1</sup> 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

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

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  $\alpha$ . 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  $\alpha$ .

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 regulado<sup>2</sup>.

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

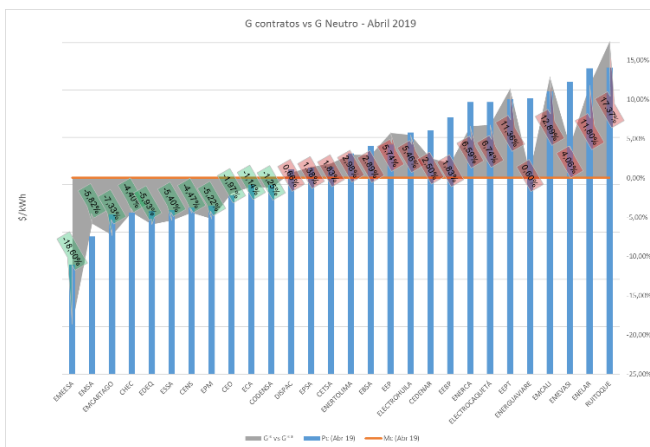
de lo acá contenido no se tendrá en consideración lo correspondiente a las compras de energía en bolsa con destino al mercado regulado.

<sup>2</sup> Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable  $Pc$  de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la



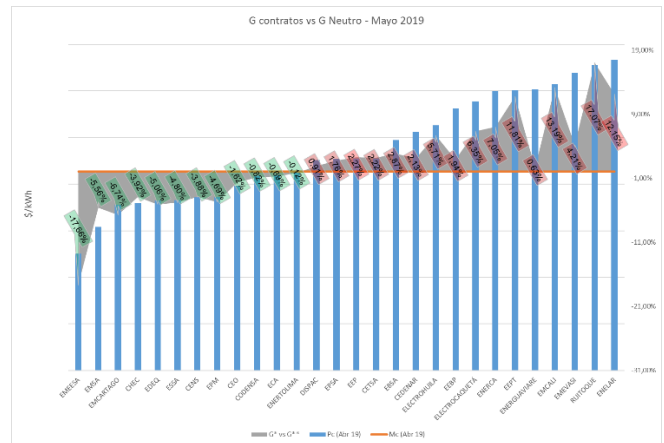
Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del segundo trimestre del año 2019, de la variable *G de contratos* ( $G^*_{m,i,j}$ ) respecto a la variable *G de contratos neutro* ( $G^{**}_{m,i,j}$ ) para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas presentados a continuación.

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

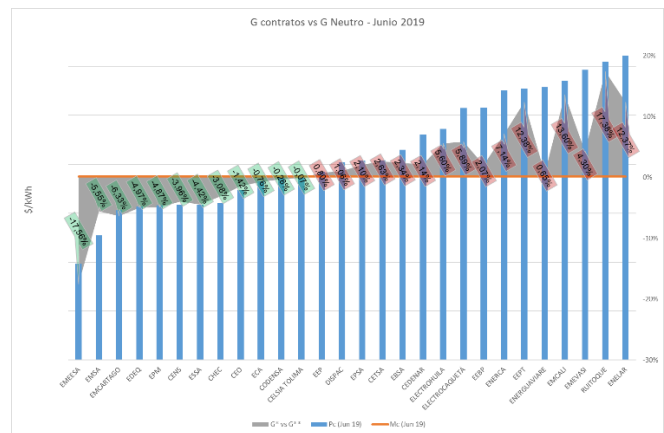


Para el mes de abril de 2019 es posible identificar que Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 18,6% del componente  $G^*$  respecto al componente  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al bajo  $P_c$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente *G de contratos* 18,6% menor al que percibirían en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ . Por otro lado, Ruitoque S.A. E.S.P., para el mes de abril de 2019 presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 17,37% del componente  $G^*$  respecto al componente  $G^{**}$ ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable  $P_c$ , un usuario de esta empresa percibe un componente *G de contratos* 17,37% mayor al que percibiría en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ .

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



Para el mes de mayo de 2019 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 17,66% del componente  $G^*$  respecto al componente  $G^{**}$ . Por su parte, la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 12,15% del componente  $G^*$  respecto al componente  $G^{**}$ ; no obstante, lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación  $\alpha$ , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó nuevamente Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 17,07%.



Finalmente, para el mes de junio de 2019 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 17,56% del componente  $G^*$  respecto al componente  $G^{**}$ . Por su parte, Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que significa un



aumento aproximado del 12,37%; sin embargo, debido a la existencia del factor de ponderación  $\alpha$ , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó nuevamente Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 17,38%.

En general, cuando el valor de la variable  $P_c$  de un Comercializador Minorista es menor que el valor de la variable  $M_c$  del mes correspondiente, se tendrá que no sólo existe una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ , 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  $\alpha$ , 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.

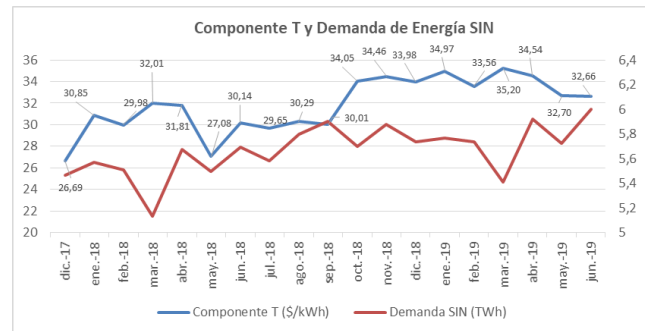
Es importante anotar que, si bien la variable  $P_c$  se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación  $\alpha$  de cada Comercializador Minorista es diferente.

#### 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 abril y junio de 2019, donde la demanda aumentó y el componente presentó un comportamiento decreciente; sin embargo, el mes de mayo de 2019, se puede observar que el  $\Delta T$  influyó significativamente en el comportamiento del componente, donde podemos observar que para este mes aun cuando la demanda disminuyó, el componente también lo hizo.

Para este segundo trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 32,66 \$/kWh y 34,54 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 0,9 \$/kWh por debajo en comparación con el mínimo presentado en el primer trimestre de 2019.

Los ajustes o  $\Delta T$ s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 0,102269 \$/kWh pero con un máximo de 1,194264 \$/kWh en junio y un mínimo de -1,986871 \$/kWh en mayo; 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 decreciente con valores de \$197.895 millones para abril, \$198.490 millones para mayo y \$188.737 millones para junio. La disminución en el ingreso regulado neto para el mes de



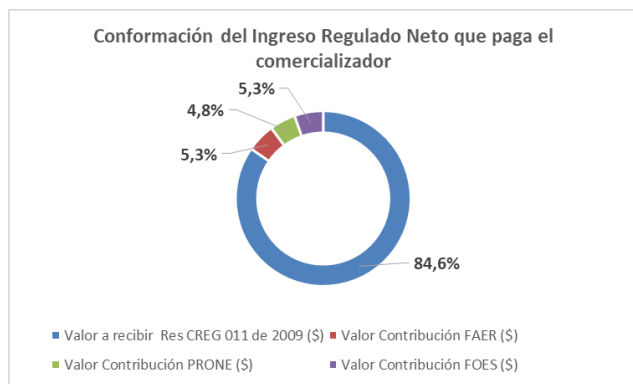


junio fue a causa de una ejecución de garantías asociada a la aplicación del numeral 4.3.1. del anexo 1 de la Res. CREG 022 de 2001.

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

	abr-19	may-19	jun-19
<b>Numerador:</b>			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	197.894.630.088	198.489.740.321	188.736.956.798
<b>Denominador:</b>			
Energía del SIN (kWh)	5.918.544.260	5.722.594.378	5.997.916.145
<b>Sumar:</b>			
$\Delta T$ (\$/kWh)	1,099413	-1,986871	1,194264
Componente T (\$/kWh)	34,54	32,70	32,66

En promedio para el segundo 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)<sup>3</sup> las cuales se definen como el “Conjunto

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

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

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

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución<sup>4</sup>.

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado “DtUN”, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con información reportada por cada una de las empresas. 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	ABRIL	MAYO	JUNIO
	<b>CENTRO</b>	187,79	185,26	186,20
	<b>OCCIDENTE</b>	170,75	172,02	169,62
	<b>ORIENTE</b>	172,89	174,47	170,02
	<b>SUR</b>	204,98	<b>209,51</b>	204,35
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	137,45	139,86	140,27
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	<b>129,79</b>	131,09	131,83
	ENERGUAVIARE ESP	145,91	148,38	148,90
	ENERTOLIMA S.A. ESP	197,26	206,03	
	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.			207,19

Para el presente trimestre, el valor más alto se presentó en mayo de 2019 en el ADD sur con 209,51 \$/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 285 \$/kWh.

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



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 129,79 \$/kWh en abril. 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.

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 diciembre de 2018 y enero y febrero 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 (abril, mayo y junio).

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 abril de 2019, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de febrero de 2019.

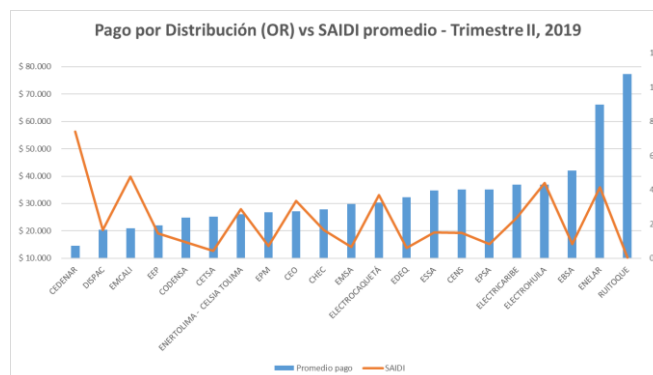
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2019 de la siguiente manera:

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

Donde:

- $\overline{IngOR_j TII (NT_1)}$ : Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2019 en nivel de tensión 1,
- $No. de usuarios OR_j TII (NT_1)$  Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del segundo 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 Huila 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 4,4.

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 66.135 \$/usuario, el segundo más alto para el trimestre, con el cuarto valor de SAIDI más alto.

Se resaltan también los casos como el de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. que tiene el segundo SAIDI más alto, pero tiene el tercer menor valor en cuanto a ingresos por suscriptor y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P, que presenta el sexto menor ingreso por suscriptor y su SAIDI refleja una buena calidad del servicio (0,42); 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 este económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas un eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República dando como resultado un valor de 3.240,96 \$/USD\$.

### Grupo 1

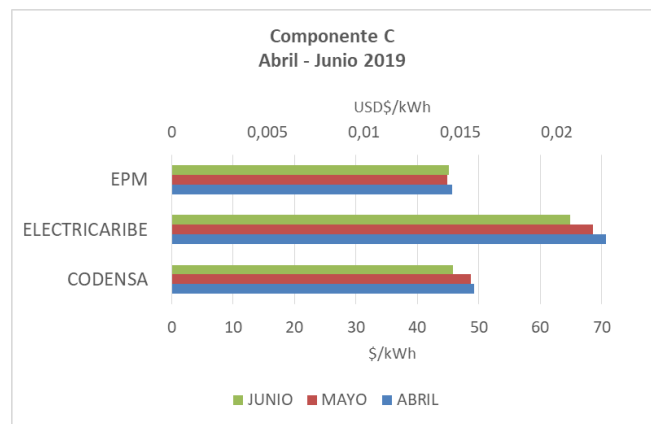
El componente de Comercialización presentó un incremento de 1,89 \$/kWh en promedio para el segundo trimestre del 2019 pasando de 51,84 \$/kWh a 53,73 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 44,87 \$/kWh, en el mes de mayo. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 70,72 \$/kWh, en el mes de abril, presentando una disminución de 0,46 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior.

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 Electrificadora 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)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CODENSA	49,24	48,72	45,80
ELECTRICARIBE	70,72	68,60	64,86
EPM	45,64	44,87	45,12



### Grupo 2

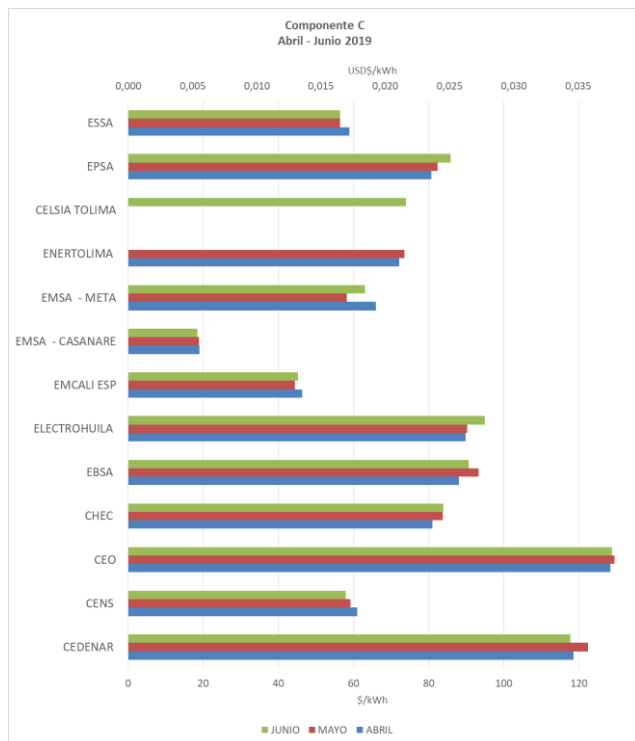
El grupo 2 presentó un promedio de 72,04 \$/kWh para el segundo trimestre del año 2019, significando esto un aumento de 0,31 \$/kWh respecto al trimestre inmediatamente anterior. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de junio con un valor igual a 17,38 \$/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 mes de mayo, con un valor de 122,59 \$/kWh, presentando una disminución de 1,65 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. Generalmente esta disminución se debe a un aumento en las ventas reguladas tenidas en cuenta para el cálculo del costo variable de comercialización con destino a la atención de usuarios regulados.

Dentro del grupo 2, las empresas Cedenar S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el volumen en ventas en áreas especiales; por lo



anterior, generan un impacto en el valor final del Componente de Comercialización.

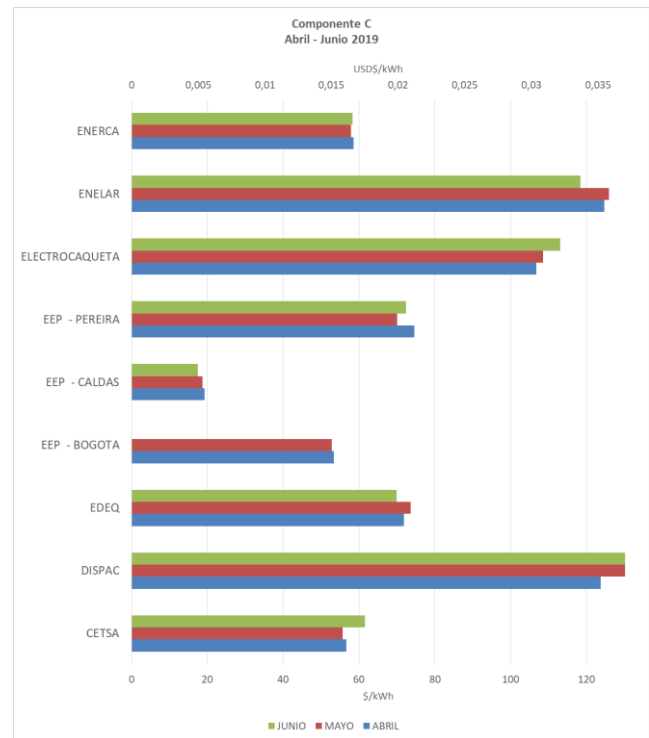
Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	112,24	115,96	111,51
CENS	57,79	56,02	54,90
CEO	121,56	122,59	121,98
CHEC	76,71	79,30	79,41
EBSA	83,38	88,28	85,90
ELECTROHUILA	85,05	85,50	89,96
EMCALI ESP	43,80	42,09	42,87
EMSA - CASANARE	17,91	17,86	17,38
EMSA - META	62,37	55,13	59,66
ENERTOLIMA	68,35	69,63	
CELSIA TOLIMA			70,08
EPSA	76,49	78,00	81,21
ESSA	55,72	53,38	53,45



### Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2019 de 72,05\$/kWh, 3,25 \$/kWh por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de junio 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 16,15 \$/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 mayo de 2019 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con un valor de 126,05 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	52,28	51,36	56,75
DISPAC	114,10	126,05	120,43
EDEQ	66,24	67,96	64,45
EEP - BOGOTA	49,24	48,72	
EEP - CALDAS	17,78	17,33	16,15
EEP - PEREIRA	68,82	64,69	66,76
ELECTROCAQUETA	98,49	100,04	104,31
ENELAR	114,98	116,07	109,15
ENERCA	54,04	53,41	53,82



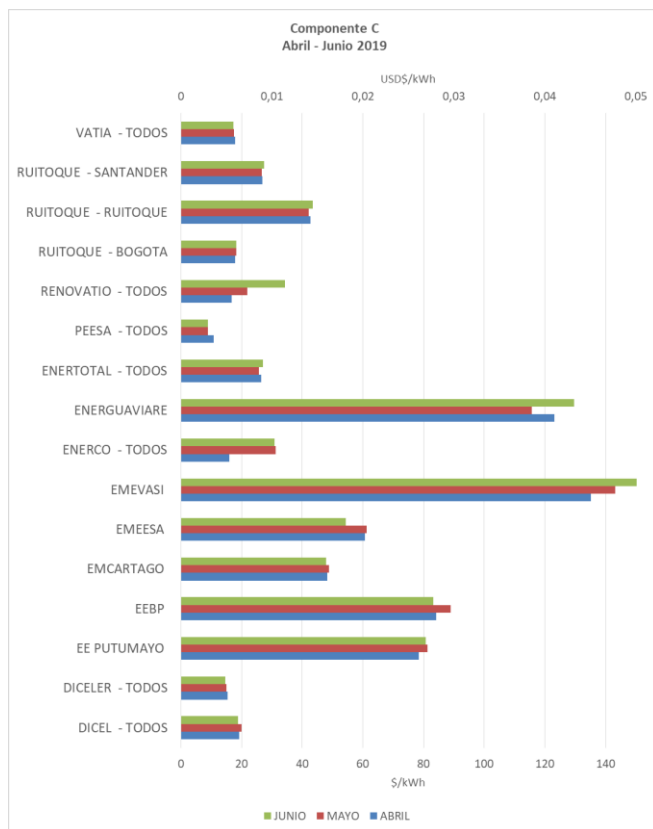
### Grupo 4

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., Dixel 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 47,95 \$/kWh para el segundo trimestre de 2019, 3,72 \$/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 8,91 \$/kWh en el mes de junio; 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 157,98 \$/kWh, 14,36 \$/kWh por encima del mayor valor registrado por la empresa en el trimestre anterior.



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DICEL - TODOS	19,18	19,91	18,91
DICELER - TODOS	15,34	15,04	14,59
EE PUTUMAYO	78,40	81,31	80,79
EEBP	84,13	89,04	83,23
EMCARTAGO	48,23	48,75	47,96
EMEESA	60,71	61,17	54,32
EMEVASI	135,09	143,25	157,98
ENERCO - TODOS	16,07	31,23	30,94
ENERGUAVIARE	123,06	115,78	129,63
ENERTOTAL - TODOS	26,56	25,79	27,06
PEESA - TODOS	10,74	9,00	8,91
RENOVATIO - TODOS	16,84	21,85	34,30
RUITOQUE - BOGOTA	17,88	18,22	18,24
RUITOQUE - RUITOQUE	42,67	42,11	43,53
RUITOQUE - SANTANDER	26,85	26,73	27,36
VATIA - TODOS	17,83	17,57	17,35



## 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)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR S.A. ESP	40,16	38,57	38,34
CENS S.A. ESP	39,12	36,76	36,32
CEO S.A.S ESP	40,36	37,64	36,98
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.			38,62
CETSA S.A. ESP	34,39	34,73	34,85
CHEC S.A. ESP	38,38	36,79	36,70
CODENSA S.A. ESP	39,15	36,37	35,89
DICEL S.A. ESP*	38,94	37,78	37,96
DICELER S.A. E.S.P.*	40,13	37,89	36,20
DISPAC S.A. ESP	38,60	38,22	37,81
EBSA S.A. ESP	38,94	38,85	38,65
EDEQ S.A. ESP	34,46	33,14	32,98
EE PUTUMAYO S.A. ESP	45,04	41,56	40,20
EEBP S.A. ESP	40,14	39,79	38,17
EEP S.A. ESP*	43,12	39,13	38,56
ELECTRICARIBE S.A. ESP	40,68	37,40	37,28
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	44,77	39,50	39,11
ELECTROHUILA S.A. ESP	41,25	39,73	39,85
EMCALI ESP	45,01	41,66	40,94
EMCARTAGO S.A. ESP	45,32	36,83	35,13
EMEESA S.A. ESP	27,72	28,36	28,32
EMEVASI S.A. ESP	39,08	39,34	39,40
EMSA S.A. ESP*	39,17	36,22	35,63
ENELAR S.A. ESP	42,64	42,42	42,63
ENERCA S.A. ESP	41,64	40,29	40,27
ENERCO S.A. E.S.P.*	39,96	37,87	36,11
ENERGUAVIARE ESP	38,50	38,06	37,70
ENERTOLIMA S.A. ESP	42,38	39,08	
ENERTOTAL S.A. ESP*	52,72	52,85	52,64
EPM S.A. ESP	37,87	36,20	35,83
EPSA S.A. ESP	38,13	38,45	38,58
ESSA S.A. ESP	38,41	36,82	36,27
PEESA S.A. ESP*	38,38	37,32	37,43
RENOVATIO S.A. ESP*	36,26	36,35	36,52
RUITOQUE S.A. ESP*	43,37	43,48	43,67
VATIA S.A. ESP*	39,56	38,81	38,36

\* 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 abril de 2019 con 27,72 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de mayo de 2019 para la empresa ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 52,85 \$/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.

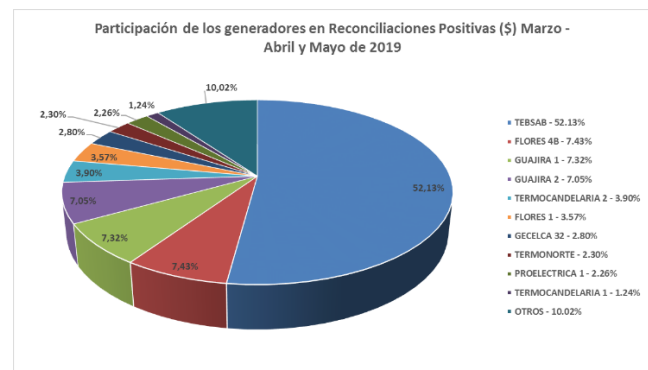
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones)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

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



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

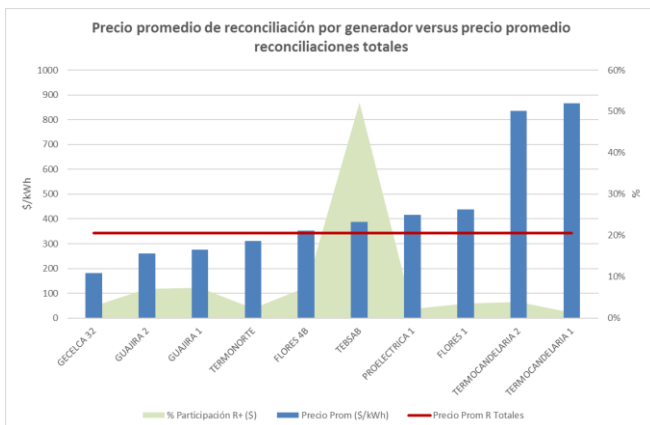
Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. El cálculo de este precio, se realizó de la siguiente manera: Se calculó como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo marzo, abril y mayo de 2019

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

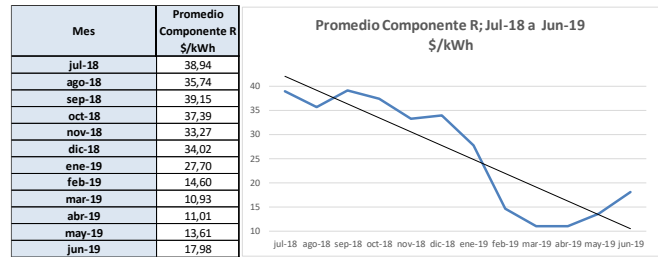


En la siguiente gráfica pueden observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es 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 primer trimestre de 2019, continúan estando las mismas empresas.

Por ejemplo, Tebsab pasó de 58,19% en el primer trimestre de 2019 a 52,13% para el segundo, pero su precio promedio es cercano al precio promedio aproximado de todos los generadores; Flores 4B pasó de 6,52% a 7,43% y Termocandelaria 2 de 5,88% a 3,9% respectivamente. El precio promedio con el que fue reconocida la energía a Termocandelaria 2, es aproximadamente 2,4 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 julio de 2018 a junio de 2019, en donde se puede evidenciar que a partir de abril de 2019 comenzó a incrementarse el valor del componente, representando un incremento promedio de 2,6 \$/kWh en mayo de 2019 respecto de abril del mismo año y un incremento de 4,37 \$/kWh en junio respecto a mayo de 2019, el incremento podría deberse, entre otras causas, a que con la disminución del precio de bolsa, el valor en pesos de las restricciones asignadas a los comercializadores aumentó, ya que las plantas de generación que se encontraban en mérito, ahora están generando por seguridad, lo que incrementa la energía asociada a esta generación.



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, significando esto cerca del 0,51% del valor promedio de las restricciones aliviadas de los meses de febrero, marzo y abril de 2019 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para abril, mayo y junio de 2019 respectivamente. A partir de abril de 2019, el valor trasladado a los comercializadores por concepto de la Resolución CREG 178 de 2015 es igual a cero. En este trimestre el promedio tuvo una disminución mayor a 5 puntos porcentuales respecto al primer trimestre de 2019.

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 15,42% de las restricciones aliviadas, con un valor en pesos estable, lo que, aunado a la disminución de la participación de la opción a líquidos (CREG 178 de 2015), representan un incremento en su participación de 4,4 puntos porcentuales respecto al promedio del trimestre anterior.

Durante el trimestre de análisis, para el componente de restricciones no se trasladaron a la demanda valores por concepto de la Resolución CREG 039 de 2016, mediante la cual se estableció el programa de ahorro durante el pasado fenómeno de El Niño denominado "Ahorrar paga" y se espera que este concepto ya se encuentre saldado.



Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 8,04% de las restricciones y con respecto al trimestre inmediatamente anterior, este presentó un incremento de 2,41 puntos porcentuales. Para este trimestre se aplicó un concepto de alivio por ejecución de garantías por valor de \$ 10.987.669.088 que representan el 4,78% de las restricciones aliviadas. A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el segundo trimestre de 2019 y corresponde a los meses de marzo, abril y mayo de 2019.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	221.675.108.270
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	862.975.192
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	1.164.381.235
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	35.426.925.491
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>259.129.390.189</b>
- Rentas de congestión (\$)	18.466.637.323
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	10.987.669.088
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>29.454.306.411</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>229.675.083.778</b>

## 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 particular<sup>5</sup>.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	552,94
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	422,98
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	428,65
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	441,82
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	445,24
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	447,46
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	490,02
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	494,06
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	542,22
GUAVIARE	ENERGIUAVIARE ESP	SIN ADD	561,92
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	501,66
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	505,66
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	506,35
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	520,46
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	520,96
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	576,55
TOLIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	578,44
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	656,67

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	485,03
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	486,63
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	490,78
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	491,79
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	503,93
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	507,38
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	601,83
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	483,03
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,00
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,99
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,48
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	503,46
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	549,41
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	578,01
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	487,18
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	497,89
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,07
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	505,08
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	528,32
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	485,95
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	491,04
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	491,12
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	493,23
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,18
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	560,82
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	622,31
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	482,65
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	496,16
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	497,91
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	529,89
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	602,61
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	497,66
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	564,88
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	483,08
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	483,86
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	501,68
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	502,85
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	524,18
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	546,83
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	602,03

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



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	469,22
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,37
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	472,94
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	487,36
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,42
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAJ ESP	OCCIDENTE	537,77
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	630,65
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	480,38
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	489,06
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	495,10
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,13
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	622,44
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,67
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	492,06
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	505,16
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	585,74
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	624,20
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	473,52
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	475,53
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	486,28
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,78
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	541,83
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	616,62
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,25
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,54
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	493,35
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	583,36
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	629,17
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	476,93
TULLIA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,92
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	479,96
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,72
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	513,62
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	595,58

## 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.

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	485,32
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	470,64
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	474,63
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	476,15
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	479,97
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	480,70
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	489,19
BOGOTA	RURITIQUE S.A. ESP	ORIENTE	517,67
BOGOTA	EEP S.A. ESP	ORIENTE	519,61
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	526,32
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	565,61
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	472,00
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	488,38
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	490,95
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	545,03
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	553,11
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	554,65
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	472,98
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	487,48
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	487,58
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	544,20
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	565,97

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.

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	514,33
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	592,67
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	509,23
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	517,87
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	595,18
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	621,74
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	511,99
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	512,25
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	513,46
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	517,79
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	550,17
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	572,93
META	PEESA S.A. ESP	SUR	507,56
META	DICEL S.A. ESP	SUR	519,97
META	VATIA S.A. ESP	SUR	521,21
META	EMSA S.A. ESP	SUR	545,59
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	548,64
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	514,73
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	522,87
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	608,38
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	629,45

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.

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 abril, mayo y junio 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 segundo trimestre de 2019 y que es igual a 81,722 \$/kWh, correspondiente a junio 16 de 2019.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del segundo trimestre de 2019, igual a 33,3 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 81,722 \$/kWh y el T promedio de 33,3 \$/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 segundo 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 segundo trimestre de 2019 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (14,25 \$/kWh).

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

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	$CU_{Min}$
CENTRO	NT1	296,285
CENTRO	NT2	253,045
CENTRO	NT3	188,768
CENTRO	NT4	155,135
OCCIDENTE	NT1	280,655
OCCIDENTE	NT2	237,155
OCCIDENTE	NT3	193,278
OCCIDENTE	NT4	155,135
ORIENTE	NT1	282,315
ORIENTE	NT2	235,155
ORIENTE	NT3	204,468
ORIENTE	NT4	155,135
SUR	NT1	314,205
SUR	NT2	275,525
SUR	NT3	210,208
SUR	NT4	155,135
COSTA CARIBE	NT1	246,205
COSTA CARIBE	NT2	214,975
COSTA CARIBE	NT3	194,088
COSTA CARIBE	NT4	157,385

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	$CU_{Min}$
CHOCO	NT1	258,139
CHOCO	NT2	226,938
TOLIMA	NT1	316,129
TOLIMA	NT2	287,450
TOLIMA	NT3	189,548
TOLIMA	NT4	155,135

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 segundo trimestre de 2019, el CU promedio más alto corresponde al sector Especial Asistencial atendido por PEESA S.A. E.S.P. en el ADD Oriente con un valor de 519,77 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado también por PEESA S.A. E.S.P. con 301,81 \$/kWh en el ADD Occidente.





## Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de abril, mayo y junio de 2019 corresponde nuevamente a la empresa DICEL S.A. E.S.P. con 548,85 \$/kWh en el sector Distrito de Riego en el ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P. con 242,01 \$/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 abril y mayo de 2019 corresponde a DICEL S.A. E.S.P., con 424,58 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Costa Caribe (sin ADD); por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P. con 233,40 \$/kWh para el sector Comercial en el ADD Centro.

## Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para el segundo trimestre del año 2019 corresponde nuevamente a EMGESA S.A. E.S.P. con 335,14 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Costa Caribe (Sin ADD); por su parte, GECELCA S.A. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 237,86 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Centro.

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.

En línea con lo anterior, la SSPD requirió a los comercializadores que atienden mercado no regulado que revisarán la información certificada en el primer trimestre de 2019 con el objeto de verificar si el Costo de Prestación de Servicio reportado concordaba con el nivel de tensión asignado. La información remitida por los agentes aún se encuentra en análisis por parte de la Superintendencia y se espera una mejora en la calidad de la información reportada.



## Anexo 1

### Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado (\$/kWh) Abril de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	479,20
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	492,00
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	504,26
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	504,58
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	509,72
ANTIOQUIA UNIFICADO	EFM S.A. ESP	CENTRO	523,29
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	601,84
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	482,79
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	489,72
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,68
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,84
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	534,72
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	555,65
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	577,42
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	491,95
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	499,40
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	505,88
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	542,03
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	483,63
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	492,55
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	505,10
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	509,99
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	518,61
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	584,64
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	621,33
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	488,93
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,52
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	503,86
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	537,72
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	602,52
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	513,97
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	563,62
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	483,22
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	492,60
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	506,19
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,93
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	534,78
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	545,54
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	601,86

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	462,80
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	475,17
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	491,21
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	492,38
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,98
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMICALI ESP	OCCIDENTE	554,93
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	629,55
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,07
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	488,51
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	492,90
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	560,62
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	621,22
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,38
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,49
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	507,29
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	597,57
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	623,31
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,59
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	489,57
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	489,77
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,78
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	536,36
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	615,13
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,89
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,40
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	497,51
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	588,46
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	628,43
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	475,52
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	475,43
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	483,18
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,09
TULLUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	508,20
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	593,88

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	487,49
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	464,27
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	476,67
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	489,27
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	493,39
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	493,41
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	499,24
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	519,92
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	528,21
BOGOTA	EEP S.A. ESP	ORIENTE	548,34
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	564,63
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	474,35
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	491,05
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	497,59
BOYACA	ESSA S.A. ESP	ORIENTE	551,56
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	552,12
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	476,97
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	499,15
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	492,33
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	569,77

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	511,68
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	594,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	509,17
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	517,41
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	641,51
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	506,95
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	513,50
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	521,24
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	526,75
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	574,43
META	PEESA S.A. ESP	SUR	509,67
META	VATIA S.A. ESP	SUR	521,90
META	DICEL S.A. ESP	SUR	523,18
META	EMSA S.A. ESP	SUR	560,72
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	517,34
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	524,56
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	622,86
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	596,80

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCÓ	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	546,48
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	421,82
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	432,49
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	446,05
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	452,60
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	453,31
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	510,41
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	540,12
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	560,60
TOULIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	492,38
TOULIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	502,47
TOULIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	513,16
TOULIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	516,24
TOULIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	522,63
TOULIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	585,62
TOULIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	647,24

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



## Mayo de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	476,79
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	478,23
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	490,43
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	491,70
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	496,67
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	506,30
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	599,14
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	479,78
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	480,94
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	490,95
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,57
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	500,77
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	543,42
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	575,49
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	481,55
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	490,41
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	496,10
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	519,60
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	527,45
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	479,31
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	480,49
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	491,00
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	494,18
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	507,60
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	547,61
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	619,39
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	476,10
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	488,53
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	496,97
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	524,87
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	599,98
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	486,10
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	561,23
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	479,73
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	481,03
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,68
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,38
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	516,14
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	543,62
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	599,49

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	464,15
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,53
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	477,18
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	483,72
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,68
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	530,46
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	629,32
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,99
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	479,68
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	489,87
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	503,17
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	622,24
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,25
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,78
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	503,30
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	580,56
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	623,89
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,89
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	478,27
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	481,25
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,82
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	540,28
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	616,73
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,90
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	480,37
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	489,28
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	582,04
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	627,66
POPAYÁN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	478,80
TULLA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,99
TULLA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	474,63
TULLA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,57
TULLA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	511,72
TULLA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	595,44

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	485,18
ARAUCA	ENEGAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	466,94
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	467,08
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	479,20
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	480,86
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	483,34
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	488,24
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	506,34
BOGOTÁ	EEP S.A. ESP	ORIENTE	519,30
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	522,59
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	566,14
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	470,18
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	482,52
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	492,65
BOYACÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	543,07
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	553,68
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	556,95
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	470,40
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	484,04
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	487,26
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	560,49

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	515,92
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	599,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	509,31
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	519,22
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	611,10
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	505,98
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	507,16
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	514,16
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	524,91
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	571,11
META	PEESA S.A. ESP	SUR	506,75
META	DICEL S.A. ESP	SUR	517,81
META	VATIA S.A. ESP	SUR	522,04
META	EMSA S.A. ESP	SUR	538,08
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	513,18
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	523,83
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	606,02
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	624,34

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	556,78
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	421,95
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	424,00
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	437,40
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	438,52
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	445,94
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	485,35
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	488,43
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	540,45
GUAMARE	ENERGUAMARE ESP	SIN ADD	554,55
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	501,60
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	502,80
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	510,95
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	515,05
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	520,87
TOLIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	571,26
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	655,72

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



## Junio de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	476,07
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	479,37
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	484,88
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	498,07
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	499,49
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	511,58
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	604,52
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	484,31
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	486,51
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,32
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	499,79
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	502,18
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	549,16
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	581,11
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	482,70
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	488,05
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	497,94
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	498,18
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	523,32
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	477,01
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	482,86
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	485,98
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	501,88
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,34
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	550,23
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	626,42
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	482,91
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	496,08
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	498,25
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	527,07
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	605,33
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	492,91
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	569,80
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	483,94
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	486,30
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	501,42
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	501,97
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	521,61
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	551,32
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	604,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	461,13
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	463,47
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,40
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	487,92
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,20
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	527,91
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	633,08
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,79
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	484,40
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,42
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	493,63
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	623,87
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	472,38
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,89
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	504,89
CAUCA	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	579,10
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	625,39
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	464,73
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,14
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	485,78
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	487,75
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	548,85
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	617,99
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,45
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,35
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	493,24
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	579,59
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	631,43
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	476,49
TULUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,32
TULUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	479,15
TULUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	480,39
TULUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	520,94
TULUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	597,43

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	483,28
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	460,45
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	463,55
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	468,15
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	471,45
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	483,32
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	484,99
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	502,21
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	524,27
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	566,05
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	471,48
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	485,03
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	489,13
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	546,99
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	554,10
BOYACA	ESSA S.A. ESP	ORIENTE	554,88
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	471,58
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	485,04
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	486,39
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	544,20
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	567,65

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	515,38
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	585,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	509,23
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	516,99
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	595,18
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	612,61
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	501,72
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	507,57
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	515,64
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	520,89
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	550,17
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	573,24
META	PEESA S.A. ESP	SUR	506,27
META	VATIA S.A. ESP	SUR	518,92
META	DICEL S.A. ESP	SUR	519,68
META	EMSA S.A. ESP	SUR	537,96
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	548,64
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	513,69
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	520,23
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	596,25
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	667,21

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	555,57
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	425,15
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	429,48
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	433,47
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	445,00
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	451,26
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	486,42
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	491,60
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	546,10
GUAVIARE	ENERGIUAVIARE ESP	SIN ADD	570,60
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	503,57
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	504,29
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	509,79
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	523,70
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	525,76
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	576,55
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	667,06

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

### Empresas que aplicaron Opción Tarifaria

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
ABRIL	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	611,63	612,28
MAYO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	611,82	612,28
JUNIO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	609,77	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 II 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL	OFICIAL
EEP S.A. ESP	507,77	488,42	493,29					
ELECTRICARIBE S.A. ESP			429,62					
EMCALI ESP			448,99					
EMGESA SA ESP			467,83					
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			450,51					
ENERTOTAL S.A. ESP			495,39		460,51			
EPM S.A. ESP	389,55		443,35	440,25	451,89	451,86	406,19	415,43
EPSA S.A. ESP					454,27			
ESANT S.A. ESP							466,92	
PEESA S.A. ESP			428,42					
RENOVATIO S.A. ESP			433,92		437,05			346,14
RUITOQUE S.A. ESP			438,61	464,79	441,10		454,89	
VATIA S.A. ESP			379,14		448,75			

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	467,72					406,48	377,88
CEO S.A.S ESP		416,96				350,02	343,54
DICEL S.A. ESP		351,67				319,86	370,67
DICELER S.A. E.S.P		343,76				388,56	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		382,44				344,63	
EMCALI ESP	495,85	432,86	372,09	383,96	377,98		
EMGESA SA ESP		414,93				400,59	
EPM S.A. ESP		414,21				362,20	385,84
EPSA S.A. ESP		443,32		442,27		347,37	345,72
PEESA S.A. ESP		391,51				301,81	466,44
VATIA S.A. ESP		388,30		431,90			

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo ■ Máximo ■ < CU SSPD ■

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 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			455,18				460,97		
DICEL S.A. ESP			365,87				432,74		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			393,99				467,79		
ELECTROHUILA S.A. ESP	362,26		423,84	435,79					
EMCALI ESP									454,89
EMGESA SA ESP		455,30	455,00				448,42	424,51	430,79
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					422,88		468,32		
ENERTOTAL S.A. ESP			436,65			480,53	465,02		
EPM S.A. ESP			444,25				451,94		360,81
EPSA S.A. ESP			420,40				451,71		
ISAGEN S.A. ESP							401,26		
PEESA S.A. ESP				494,09	519,77		504,09		
RENOVATIO S.A. ESP							436,67		
RUITOQUE S.A. ESP		468,54			485,11		459,21		
VATIA S.A. ESP			451,82				417,67		





Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD **Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2019. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)**

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		452,46		
EMEVASI S.A. ESP	458,06			
EMGESA SA ESP		509,16		463,19
EMSA S.A. ESP	406,98		486,60	
VATIA S.A. ESP				

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD **Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)**

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		414,73		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	393,01	379,14	334,97	371,04
EMGESA SA ESP		406,85		
ENERTOTAL S.A. ESP				415,21
EPM S.A. ESP		370,81		361,81
RUITOQUE S.A. ESP		380,21		
VATIA S.A. ESP		342,49		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD **Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2019. SIN ADD (Tolima)**

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTROHUILA S.A. ESP		466,05
EMGESA SA ESP	468,41	
ENERTOLIMA S.A. ESP		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD **Nivel de Tensión 2, Trimestre II 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					369,33		
EEP S.A. ESP	394,96	419,81	399,88	417,90	402,93		411,95
ELECTRICARIBE S.A. ESP			311,34		377,70		
ELECTROHUILA S.A. ESP					358,92		
EMCALI ESP			400,15				411,41
EMGESA SA ESP		426,31	382,21	385,56	389,38		409,54
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			390,66	407,44	386,01		
ENERTOLIMA S.A. ESP	383,63						
ENERTOTAL S.A. ESP			424,12		400,29		
EPM S.A. ESP	380,79		361,61	369,59	377,42	373,03	377,46
EPSA S.A. ESP	394,68		377,55		381,57		
ESANT S.A. ESP							416,54
GECELCA S.A. ESP					344,97		
ISAGEN S.A. ESP					372,32		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					415,75		
PEESA S.A. ESP					418,36		
RENOVATIO S.A. ESP			381,35		379,01		
RUITOQUE S.A. ESP			399,71	393,59	387,60		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			255,00				
VATIA S.A. ESP			382,10	370,51	376,02		



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD



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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						352,84	
CEDENAR S.A. ESP	419,64	466,75		461,37		430,52	472,92
CEO S.A.S ESP		380,32				377,99	371,84
CETSA S.A. ESP	455,35	384,21				371,48	371,90
DICEL S.A. ESP	423,17	370,41				376,19	408,40
EEP S.A. ESP	387,67						
ELECTRICARIBE S.A. ESP		343,28					
ELECTROHUILA S.A. ESP						331,54	
EMCALI ESP	397,14	379,41		375,43	389,63	386,77	397,39
EMEESA S.A. ESP						311,91	219,68
EMGESA SA ESP		377,36				365,26	366,22
ENERTOTAL S.A. ESP		382,66				394,69	
EPM S.A. ESP		348,59				362,44	
EPSA S.A. ESP	413,78	374,47	414,39			374,93	362,94
ISAGEN S.A. ESP						371,80	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						393,42	
RENOVATIO S.A. ESP		372,93					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		249,68					
VATIA S.A. ESP		371,43				363,83	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD



## Nivel de Tensión 2, Trimestre II 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			357,82				356,69		
CODENSA S.A. ESP	445,70								
DICEL S.A. ESP			376,36	548,85			374,49		361,28
DICELER S.A. E.S.P							357,60		
ECOPETROL ENERGIA							352,78		
EEP S.A. ESP			365,33						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			352,22				344,43		
ELECTROHUILA S.A. ESP	362,30		369,57	369,65			367,57		372,36
EMCALI ESP			383,18		395,26		365,74		358,94
EMGESA SA ESP		367,93	378,04	387,14	375,61	357,45	369,33	393,92	397,96
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							357,37		
ENERTOLIMA S.A. ESP			386,25						400,57
ENERTOTAL S.A. ESP			369,81				385,54		
EPM S.A. ESP			342,71		385,60		354,79		360,56
EPSA S.A. ESP			367,74	374,13			365,92		392,66
ISAGEN S.A. ESP				372,13			357,62		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							389,09		
PEESA S.A. ESP	495,57				408,79		397,88		
RENOVATIO S.A. ESP			379,01				369,12		
RUITOQUE S.A. ESP		363,60	370,47	363,45	360,09		364,66		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			246,54						
VATIA S.A. ESP			363,30				369,32		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD





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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		491,65		477,39	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		388,36			
ELECTROHUILA S.A. ESP		400,00			443,34
EMCALI ESP					392,70
EMGESA SA ESP		424,78		457,97	
EMSA S.A. ESP	403,00			422,39	
ENERCA S.A. ESP				405,63	
ENERTOLIMA S.A. ESP					440,61
ENERTOTAL S.A. ESP	455,57				
EPM S.A. ESP		387,85			419,72
EPSA S.A. ESP		422,49		394,99	452,53
RUITOQUE S.A. ESP		397,97			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		261,01			
VATIA S.A. ESP		401,02	401,64	401,68	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 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						330,06		
CEO S.A.S ESP		464,53				358,65		
DICEL S.A. ESP		335,74				335,66		
DICELER S.A E.S.P						382,76		
ECOPETROL ENERGIA								
ELECTRICARIBE S.A. ESP	380,34	328,30	363,87	344,64	340,18	328,24		365,18
ELECTROHUILA S.A. ESP						337,51		
EMCALI ESP		370,04						378,90
EMGESA SA ESP		356,51		346,71	338,94	360,94	342,15	371,36
EPM S.A. ESP		326,92				332,18		332,29
EPSA S.A. ESP		348,65				342,07		
GECELCA S.A. ESP						363,96		
ISAGEN S.A. ESP						337,03		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						381,83		
PEESA S.A. ESP		403,46						
RENOVATIO S.A. ESP		358,86				351,77		
RUITOQUE S.A. ESP		338,91				376,22		
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		198,33						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		242,01						
VATIA S.A. ESP		342,35				343,24		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD



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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		311,49					
EMGESA SA ESP		450,91					448,03
ENERTOLIMA S.A. ESP	424,70	453,42		458,79	454,68	435,75	464,36
ENERTOTAL S.A. ESP					437,53		
EPM S.A. ESP		401,96			405,06		
EPSA S.A. ESP	433,77	462,35		468,82	459,03	445,00	474,06
PEESA S.A. ESP			440,02				
RENOVATIO S.A. ESP					414,51		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		263,31					
VATIA S.A. ESP					423,04		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo   Máximo   < CU SSPD  

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	388,05	
ISAGEN S.A. ESP		311,74

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo   Máximo   < CU SSPD  

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

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		330,07			337,12	
DICEL S.A. ESP		291,17			313,95	
ECOPETROL ENERGIA					304,83	
EEP S.A. ESP	358,60	340,74	358,13	358,63	340,11	355,43
ELECTRICARIBE S.A. ESP		299,84				
EMCALI ESP		331,89				
EMGESA SA ESP		327,96			321,23	314,60
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		319,60	305,55		323,44	
ENERTOTAL S.A. ESP					329,67	
EPM S.A. ESP		300,48	311,41		300,69	314,19
EPSA S.A. ESP		314,45			334,51	
ISAGEN S.A. ESP					302,43	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					344,86	
RUITOQUE S.A. ESP		324,62	328,47		322,79	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		233,40				
VATIA S.A. ESP		313,01	315,47		313,82	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo   Máximo   < CU SSPD



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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		304,84	
CEDENAR S.A. ESP		385,84	394,82
CEO S.A.S ESP		322,74	332,16
CETSA S.A. ESP		296,57	
DICEL S.A. ESP	279,59	330,73	
ECOPETROL ENERGIA		313,92	
EEP S.A. ESP		323,84	
EMCALI ESP	330,58	336,02	359,62
EMEESA S.A. ESP	374,78	316,86	302,12
EMGESA SA ESP	310,72	318,49	
EPM S.A. ESP	302,58	302,52	
EPSA S.A. ESP	334,30	320,46	
ISAGEN S.A. ESP		313,04	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		348,42	
RENOVATIO S.A. ESP		311,68	
RUITOQUE S.A. ESP		343,32	
VATIA S.A. ESP		324,90	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 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		325,22			322,30		
DICEL S.A. ESP		306,40			359,91		
EBSA S.A. ESP					354,95		
ECOPETROL ENERGIA					321,66		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					345,31		
ELECTROHUILA S.A. ESP		327,81	341,91		334,60		339,24
EMCALI ESP		339,32			322,29		355,50
EMGESA SA ESP	356,49	364,64		366,96	333,56	361,82	
ENERTOLIMA S.A. ESP							
EPM S.A. ESP		312,74			317,67		
EPSA S.A. ESP		357,31			331,48		
GECELCA S.A. ESP					288,91		
ISAGEN S.A. ESP			339,57		315,75		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					354,82		
VATIA S.A. ESP		324,88			351,09		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	316,62	332,65	
ECOPETROL ENERGIA		334,63	
EMCALI ESP		338,92	
EMGESA SA ESP	340,10	338,91	
EMSA S.A. ESP		357,26	
ENERCA S.A. ESP		367,16	
ENERTOLIMA S.A. ESP	365,36	352,26	406,44
EPM S.A. ESP	319,31	314,38	344,22
EPSA S.A. ESP	370,34	346,45	414,18
ISAGEN S.A. ESP		334,93	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		366,36	
VATIA S.A. ESP		341,73	





Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD

**Nivel de Tensión 3, Trimestre II 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				424,58	
ECOPETROL ENERGIA				305,37	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	347,19	340,16	344,74	321,81	325,59
ELECTROHUILA S.A. ESP				310,10	
EMGESA SA ESP	344,77			342,03	
EPM S.A. ESP	306,06			305,33	
EPSA S.A. ESP				316,61	
GECELCA S.A. ESP				308,80	
ISAGEN S.A. ESP				346,11	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				349,55	
VATIA S.A. ESP	319,66			320,99	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			278,13		
ECOPETROL ENERGIA			303,41		
ELECTROHUILA S.A. ESP			319,93		
EMGESA SA ESP	332,78		317,44	339,54	
ENERTOLIMA S.A. ESP	349,08	342,38	349,84	333,03	354,54
ENERTOTAL S.A. ESP			352,67		
EPM S.A. ESP	297,16		297,28		
EPSA S.A. ESP	357,33	350,51	325,27	341,19	362,95
ISAGEN S.A. ESP			306,64		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			341,73		
VATIA S.A. ESP		309,28	312,48		

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP		240,71
ECOPETROL ENERGIA		275,35
EMGESA SA ESP		257,39
EPM S.A. ESP	269,20	272,38
GECELCA S.A. ESP		237,86
ISAGEN S.A. ESP		270,16

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP			313,61
EMGESA SA ESP		298,68	
EPM S.A. ESP		261,37	
EPSA S.A. ESP	278,21	279,83	
ISAGEN S.A. ESP		257,07	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Mínimo



Máximo



&lt; CU SSPD





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

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA	269,92	
EMGESA SA ESP	311,53	312,26
EPM S.A. ESP	261,07	
GECELCA S.A. ESP	239,02	
ISAGEN S.A. ESP	276,55	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE      Mínimo       Máximo       < CU SSPD 

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	278,24
EMSA S.A. ESP	291,38

Fuente: SUI – Cálculos DTGE      Mínimo       Máximo       < CU SSPD 

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA		326,08	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	269,37	275,73	
EMGESA SA ESP		335,14	268,57
ISAGEN S.A. ESP		257,43	

Fuente: SUI – Cálculos DTGE      Mínimo       Máximo       < CU SSPD 



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



El futuro  
es de todos

DNP  
Departamento  
Nacional de Planeación



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios