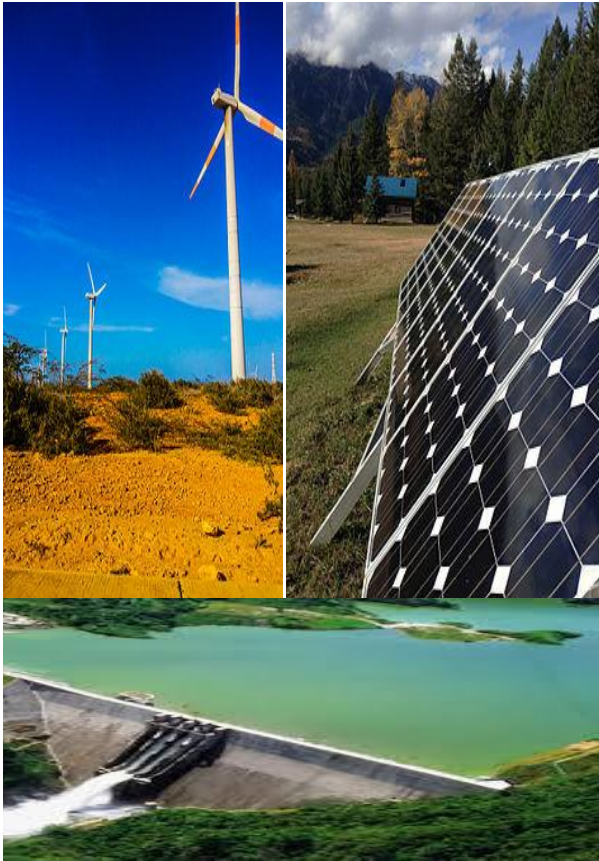


Índice de contenido

Boletín Tarifario

Enero - Marzo

2019



Página 2
Actualidad Tarifaria
Panorama Nacional
Componente de Generación

Página 6
Componente de Transmisión

Página 8
Componente de Distribución

Página 9
Componente de Comercialización

Página 11
Componente de Pérdidas

Página 12
Componente de Restricciones

Página 14
Tarifas aplicadas

Página 15
Usuarios no regulados

Página 18
Anexo 1

Página 21
Anexo 2



1. Actualidad tarifaria

En el marco del 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” liderado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) cuyo periodo de comentarios y observaciones finalizó el pasado 15 de enero de 2019, se recibieron alrededor de 600 comentarios por parte de los agentes, agremiaciones, comisión de regulación, entre otros.

La totalidad de comentarios fueron analizados por el equipo de la DTGE y, una vez analizada su pertinencia, fueron tenidos en cuenta para realizar los ajustes al documento. Una vez se tenga una segunda versión del documento, se publicará nuevamente a comentarios teniendo como fecha estimada, la segunda semana de abril de 2019.

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
002	ENERGÍA ELÉCTRICA - Modificación Resolución CREG 071 de 2006 y la Resolución CREG 104 de 2018 y se adoptan otras disposiciones
012	ENERGÍA ELÉCTRICA - Oficialización de ingresos Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
013	ENERGÍA ELÉCTRICA - Oficialización de ingresos Sampi JPD S.A.S. E.S.P
014	ENERGÍA ELÉCTRICA - Oficialización de ingresos Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P
015	ENERGÍA ELÉCTRICA - Modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018
023	ENERGÍA ELÉCTRICA - Actualización base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P
024	ENERGÍA ELÉCTRICA - Actualización costo anual Central Hidroeléctrica de Caldas 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, los tres CU más altos para el primer trimestre de 2019 corresponden a Enertotal S.A. E.S.P. en el mercado Tolima para los meses de enero y marzo de 2019 con valores de 664,94 \$/kWh y 650,13 \$/kWh respectivamente y la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. en el mes de marzo de 2019 con un valor de 655,73 \$/kWh; 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 los meses de enero, febrero y marzo de 2019 se encuentran el comercializador puro PEESA S.A. E.S.P., con un valor de 422,09 \$/kWh en febrero para el mercado Costa Caribe y Renovatio Trading S.A.S. E.S.P. también en el mercado Costa Caribe con valores de 414,87 \$/kWh y 421,74 \$/kWh para febrero y marzo respectivamente.

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).

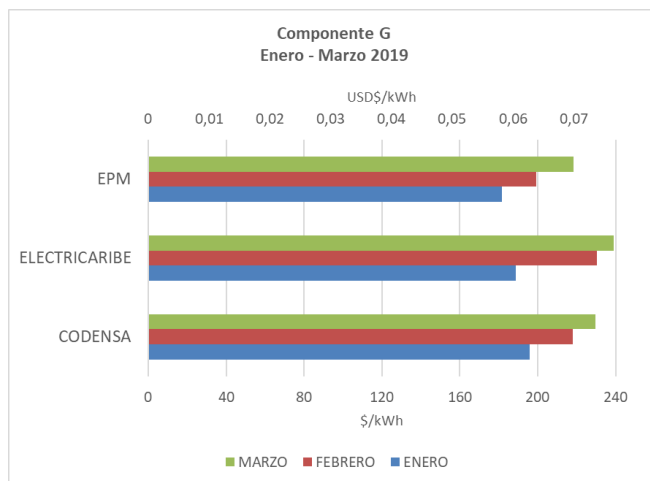
Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3.137,26 \$/USD\$.

Teniendo en cuenta que las tarifas del mes *m* se calculan con información *m-1*, generalmente el impacto de la energía comprada vía nuevos contratos bilaterales se refleja a partir de febrero debido a que la fecha de inicio de estos contratos es a partir del primero de enero.

Grupo 1

El valor promedio para el primer trimestre de 2019 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 211,25 \$/kWh, 30,5 \$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para el mes de enero de 2019 con un valor igual a 181,75 \$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a Electricaribe S.A. E.S.P., con un valor de 239,07 \$/kWh para el mes de marzo de 2019.

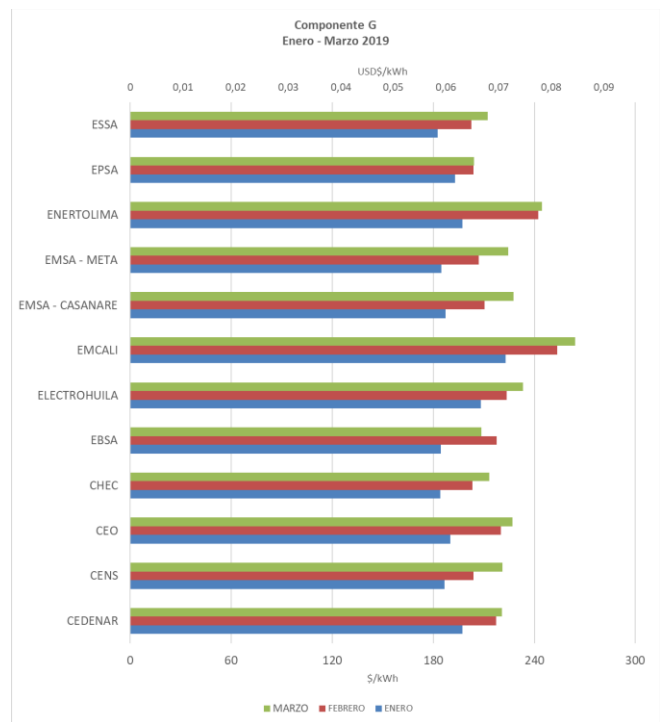
Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CODENSA	195,70	218,02	229,82
ELECTRICARIBE	188,64	230,54	239,07
EPM	181,75	199,22	218,48



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el trimestre 2019-1 corresponde a 211,82 \$/kWh, 22,84 \$/kWh por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2018. Con un valor de 182,70 \$/kWh, la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. presentó el menor costo del componente G para el mes de enero de 2019; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a la empresa Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P. para el mes de marzo de 2019, con un valor igual a 264,11 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	197,24	217,40	220,66
CENS	186,74	203,83	221,21
CEO	189,99	220,19	226,93
CHEC	184,27	203,12	213,10
EBSA	184,58	217,51	208,64
ELECTROHUILA	208,23	223,54	233,41
EMCALI	222,91	253,71	264,11
EMSA - CASANARE	187,19	210,56	227,73
EMSA - META	184,62	206,89	224,56
ENERTOLIMA	197,19	242,40	244,64
EPSA	192,91	203,79	204,24
ESSA	182,70	202,64	212,31

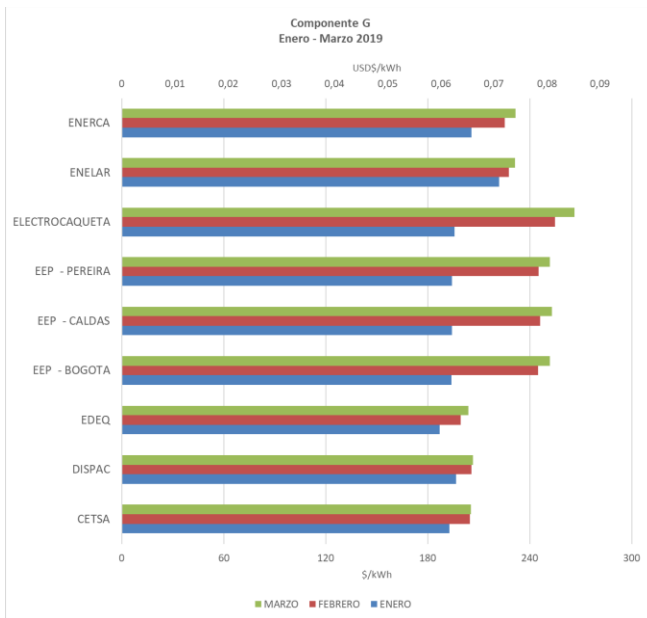


Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 219,85 \$/kWh, 25,19 \$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. 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 enero de 2019 con un valor igual a 187,06 \$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., con un valor de 266,39 \$/kWh para el mes de marzo de 2019.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	192,61	204,86	205,28
DISPAC	196,56	205,50	206,48
EDEQ	187,06	199,35	203,69
EEP - BOGOTA	194,02	244,76	251,64
EEP - CALDAS	194,31	245,97	252,91
EEP - PEREIRA	194,11	244,99	251,89
ELECTROCAQUETA	195,76	254,70	266,39
ENELAR	221,78	227,69	231,23
ENERCA	205,72	225,27	231,51

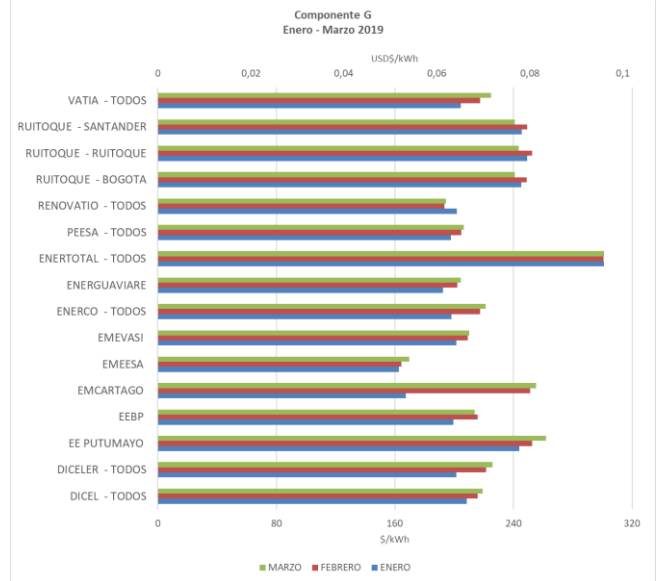


Grupo 4

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., Ruitoque S.A. E.S.P., Renovatio S.A. 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 222,33 \$/kWh, 16,07 \$/kWh por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2018. 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 162,57 \$/kWh para el mes de enero de 2019, mientras el valor más alto lo ostenta nuevamente Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de marzo con un valor promedio en el componente de 301,13 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL - TODOS	208,40	215,76	219,05
DICELER - TODOS	201,33	221,60	226,00
EE PUTUMAYO	243,80	252,71	261,80
EEBP	199,46	215,87	213,99
EMCARTAGO	167,27	251,13	255,13
EMEESA	162,57	164,22	169,80
EMEVASI	201,32	209,19	210,14
ENERCO - TODOS	198,27	217,48	221,20
ENERGUAVIARE	192,45	202,29	204,30
ENERTOTAL - TODOS	300,99	300,57	301,13
PEESA - TODOS	197,91	204,77	206,53
RENOVATIO - TODOS	201,71	193,41	194,55
RUITOQUE - BOGOTA	245,37	249,09	240,82
RUITOQUE - RUITOQUE	249,25	252,62	243,67
RUITOQUE - SANTANDER	245,58	249,28	240,97
VATIA - TODOS	204,50	217,66	224,94



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 *P_c*; así mismo, un factor de ponderación α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos

bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado (variable Mc)¹.

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

$$G_{m,i,j} = Q_{C_{m-1,j}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,j}} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Q_{C_{m-1,j}}) * P_{b_{m-1,j}} + AJ_{m,i}$$

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

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

Nótese que este nuevo G^* se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. Así las cosas, de manera inicial puede extraerse del presente análisis que cuando el valor de la variable Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable Mc para un mes en particular, esto generará una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α . En contraparte, cuando el valor de la variable Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por encima de la variable Mc para un mes en particular, se tendrá una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α .

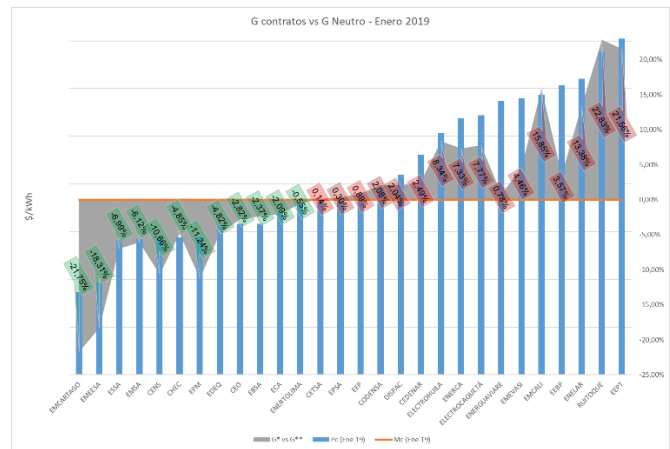
Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de un componente G de contratos neutro ($G^{**}_{m,i,j}$), el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable Pc igual a la variable Mc del mes analizado, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado².

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

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del primer 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.

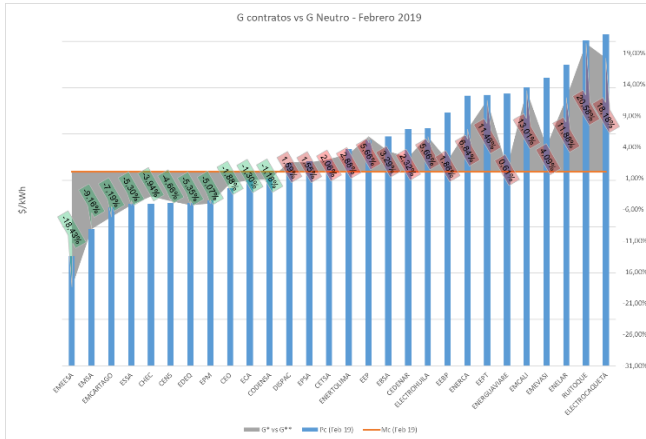
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable Pc ($m-1$) para cada Comercializador Minorista, versus la variable Mc del mes $m-1$; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente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



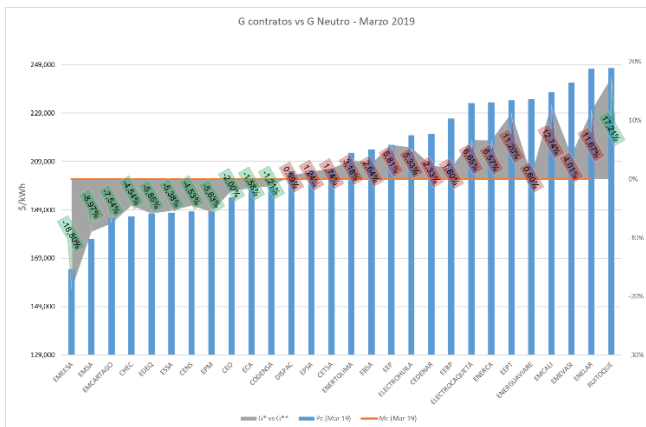
Para el mes de enero de 2019 es posible identificar que Empresas Municipales de Cartago E.S.P. presentó el menor valor de la variable Pc , lo que se traduce en una reducción aproximada del 21,75% del componente G^* respecto al componente G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo Pc presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 21,75% menor al que percibirían en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc . Por otro lado, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., para el mes de enero de 2019 presentó el mayor valor de la variable Pc , lo que se traduce en un aumento aproximado del 21,56% del componente G^* respecto al componente G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor

² Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable Pc de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable Mc para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.

de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 21,56% mayor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c ; no obstante lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 22,83%.



Para el mes de febrero 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 18,43% del componente G^* respecto al componente G^{**} . Por su parte, la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 18,18% del componente G^* respecto al componente G^{**} ; no obstante, lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó nuevamente Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 20,58%.



Finalmente, para el mes de marzo 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 18,80% del componente G^* respecto al

componente G^{**} . Por su parte, Ruitoque S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 17,21%; sin embargo, debido a la existencia del factor de ponderación α , también posee el mayor valor del porcentaje de aumento con un valor igual a 17,21%.

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

En contraparte, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador Minorista es mayor que el valor de la variable M_c del mes correspondiente, no sólo se presentará una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a un alza en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

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

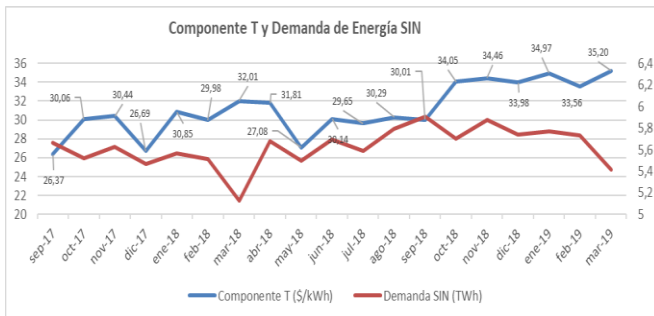
4. Componente de Transmisión (T)

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; con el propósito de ilustrar con claridad en una sola gráfica los valores de T y la demanda en el SIN.



Con base en los análisis de los trimestres anteriores, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN. Comportamiento que se vio reflejado en el mes de marzo de 2019, donde la demanda disminuyó y el componente presentó un comportamiento creciente; sin embargo, los meses de enero y febrero de 2019, se puede observar que los ΔT s influyeron significativamente en el comportamiento del componente, donde podemos observar que para el mes de enero aun cuando la demanda creció, el componente también lo hizo y para el mes de febrero la demanda disminuyó de la misma forma que el componente.

Para este primer trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 33,56 \$/kWh y 35,20 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 0,42 \$/kWh por debajo en comparación con el mínimo presentado en el cuarto trimestre de 2018.

Los ajustes o ΔT s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 0,029836 \$/kWh pero con un máximo de 0,915945 \$/kWh en enero y un mínimo de -0,572363 \$/kWh en febrero; 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 una tendencia lineal decreciente con valores de \$196.441 millones para enero, \$195.791 millones para febrero y \$191.875 millones para marzo. Lo anterior, se debe principalmente a un cambio en el valor de la TCRM utilizada para la determinación del ingreso regulado del mes de marzo de 2019.

Por otro lado, para el primer trimestre 2019, los proyectos que presentaron atraso en la entrada de la infraestructura de acuerdo a la información publicada por XM fueron los siguientes:

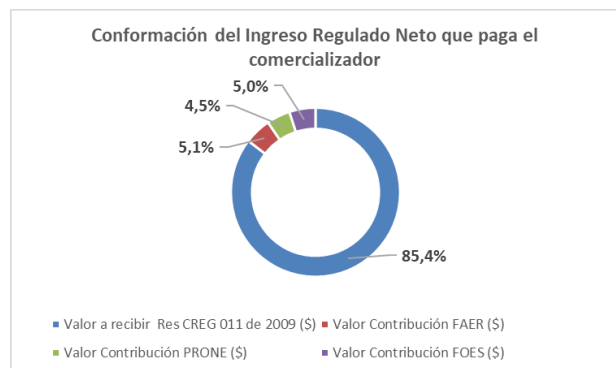
Responsable por el pago	Concepto	Descripción
DEST - DELSUR	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013
DEST - DELSUR	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2015
EEBT; ISGC - ISAGEN	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014
ISGC - ISAGEN	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014

Los retrasos en las fechas de puesta en operación de los proyectos mencionados anteriormente generan el pago del concepto "PPA"³, representando la disminución de los ingresos netos de los transmisores.

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

	ene-19	feb-19	mar-19
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	196.441.697.622	195.791.447.060	191.875.419.815
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.769.131.483	5.735.736.610	5.411.612.743
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	0,915945	-0,572363	-0,254074
Componente T (\$/kWh)	34,97	33,56	35,20

En promedio para el primer trimestre de 2019, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado de la siguiente manera:



³ PPA: Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura

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)⁴ las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁵.

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	ENERO	FEBRERO	MARZO
	CENTRO	183,17	181,57	184,98
	OCCIDENTE	172,21	171,57	168,65
	ORIENTE	171,67	168,65	167,66
	SUR	209,81	202,92	197,64
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	137,40	137,72	139,02
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	123,45	123,75	130,31
	ENERGUAVIARE ESP	145,79	146,12	147,44
	ENERTOLIMA S.A. ESP	198,34	197,15	198,56

⁴ 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.

Para el presente trimestre, el valor más alto se presentó en enero de 2019 en el ADD sur con 209,81 \$/kWh, y generalmente, presenta los valores más altos debido a las empresas distribuidoras que conforman dicha área donde algunos cargos por uso pueden llegar a los 285 \$/kWh.

Electricaribe S.A. E.S.P. al no pertenecer a ningún área de distribución y de acuerdo con los cargos por nivel de tensión aprobados por la CREG, presenta generalmente los cargos por uso de distribución más bajos, el valor más bajo presentado fue de 123,45 \$/kWh en enero.

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 septiembre, octubre y noviembre de 2018 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 $IngORj$ (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 (enero, febrero y marzo).

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 $IngORj$ y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes m-2 debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del ORj para el mes de enero de 2019, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de noviembre de 2018.

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

$$IngPC_{ORj} = \frac{IngORj \text{ TI } (NT_1)}{No. \text{ de usuarios } ORj \text{ TI } (NT_1)}$$

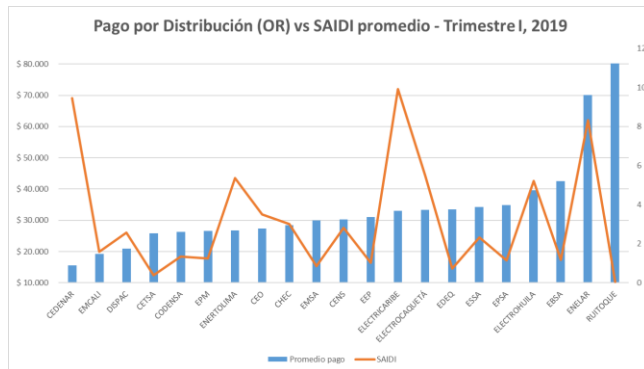
ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

⁵ 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.: Tolima.

Donde:

- $\overline{\text{IngOR TI (NT}_1\text{)}}$: Ingresos promedio del OR, para el primer trimestre del año 2019 en nivel de tensión 1,
- $\overline{\text{No. de usuarios OR TI (NT}_1\text{)}}$ Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del primer 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, nuevamente el caso de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. permiten evidenciar que, incluso teniendo la novena posición en las remuneraciones por suscriptor más altas en comparación con los demás prestadores, esto no evidencia una mejor calidad del servicio.

Llama 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 70.061 \$/usuario, el segundo más alto para el trimestre, con el tercer valor de SAIDI más alto, indicando una mala calidad del servicio.

Se resaltan también los casos como el de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P, que aun cuando presentan unos de los menores ingresos por suscriptor más bajos con respecto a los demás prestadores (posiciones 2 y 4 respectivamente), su SAIDI refleja una buena calidad del servicio; 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 3.137,26 \$/USD\$.

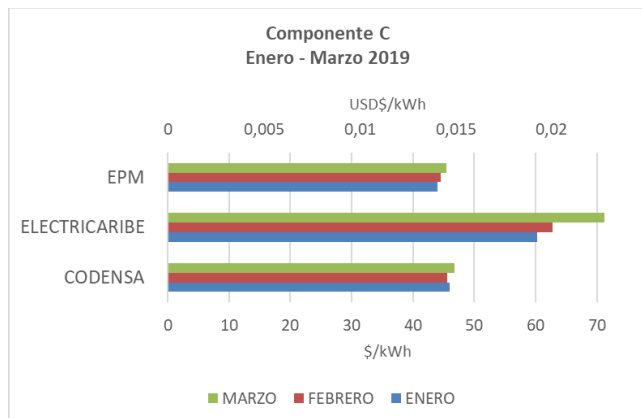
Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un incremento de 0,5 \$/kWh en promedio para el primer trimestre del 2019 pasando de 51,37 \$/kWh a 51,84 \$/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 44,02 \$/kWh, en el mes de enero. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 71,18 \$/kWh, en el mes de marzo, presentando una disminución de 0,28 \$/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)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CODENSA	45,96	45,60	46,76
ELECTRICARIBE	60,25	62,82	71,18
EPM	44,02	44,48	45,50



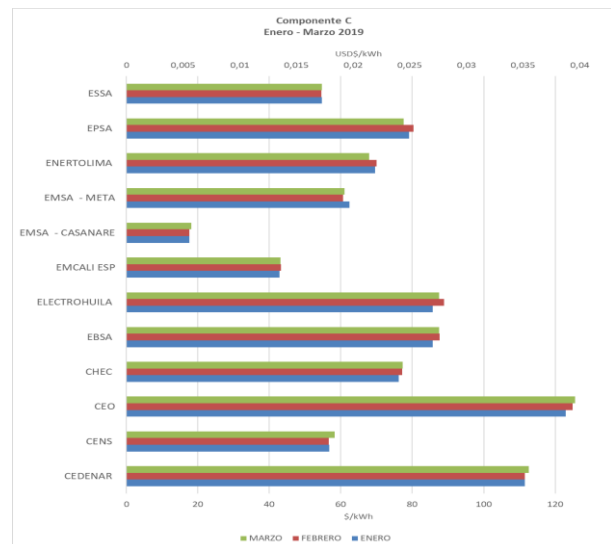
Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de 71,73 \$/kWh para el primer trimestre del año 2019, significando esto un aumento de 0,04 \$/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 febrero con un valor igual a 17,50 \$/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 marzo, con un valor de 124,24 \$/kWh, presentando una disminución de 2,4 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. Disminución

que se debe a un aumento en las ventas 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)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	110,32	110,27	111,43
CENS	56,19	56,01	57,69
CEO	121,70	123,57	124,24
CHEC	75,44	76,37	76,53
EBSA	84,85	86,79	86,54
ELECTROHUILA	84,82	87,92	86,59
EMCALI ESP	42,36	42,81	42,68
EMSA - CASANARE	17,50	17,50	17,96
EMSA - META	61,75	59,99	60,34
ENERTOLIMA	68,80	69,31	67,22
EPSA	78,25	79,53	76,79
ESSA	54,15	53,99	54,07

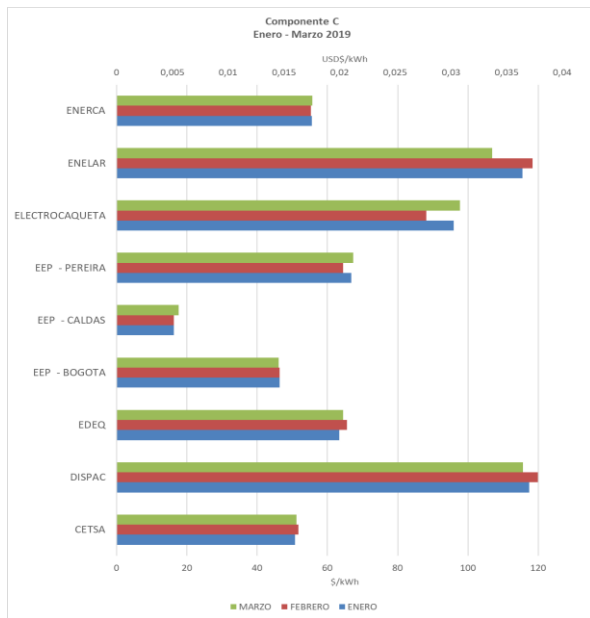


Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2019 de 68,80\$/kWh, 1,45 \$/kWh por debajo del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de febrero 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 16,10 \$/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 febrero de 2019 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con un valor de 118,65 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	50,30	51,14	50,70
DISPAC	116,25	118,65	114,40
EDEQ	62,66	64,83	63,78
EEP - BOGOTA	45,96	45,96	45,60
EEP - CALDAS	16,17	16,10	17,51
EEP - PEREIRA	66,10	63,83	66,65
ELECTROCAQUETA	94,87	87,23	96,65
ENELAR	114,28	117,11	105,83
ENERCA	55,05	54,76	55,12

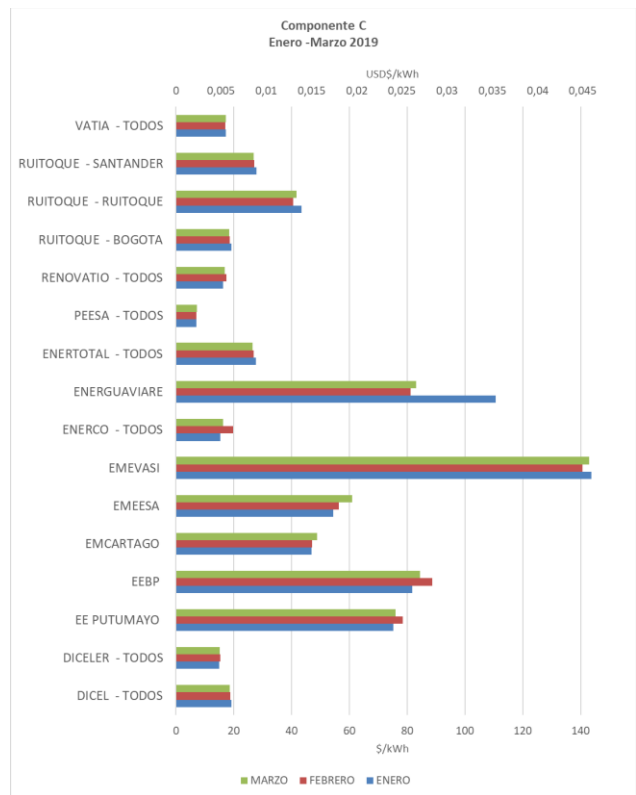


Grupo 4

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., Dicel 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 44,23 \$/kWh para el primer trimestre de 2019, 2,52 \$/kWh por debajo 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 7,00 \$/kWh en el mes de enero; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de enero con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P., con un valor igual a 143,62 \$/kWh, 1,34 \$/kWh por debajo del mayor valor registrado por la empresa en el trimestre anterior.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL - TODOS	19,16	18,87	18,57
DICELER - TODOS	14,97	15,36	15,16
EE PUTUMAYO	75,17	78,43	75,93
EEBP	81,72	88,67	84,48
EMCARTAGO	46,84	47,02	48,82
EMEESA	54,38	56,39	60,95
EMEVASI	143,62	140,51	142,94
ENERCO - TODOS	15,40	19,76	16,30
ENERGUAVIARE	110,62	81,06	83,06
ENERTOTAL - TODOS	27,61	26,86	26,57
PEESA - TODOS	7,00	7,01	7,33
RENOVATIO - TODOS	16,37	17,48	16,99
RUITOQUE - BOGOTA	19,30	18,66	18,46
RUITOQUE - RUITOQUE	43,44	40,57	41,81
RUITOQUE - SANTANDER	27,84	27,06	26,86
VATIA - TODOS	17,34	17,06	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)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR S.A. ESP	37,18	40,10	40,91
CENS S.A. ESP	35,52	37,95	41,05
CEO S.A.S ESP	36,06	40,61	42,02
CETSA S.A. ESP	32,78	34,22	34,55
CHEC S.A. ESP	35,06	37,78	39,66
CODENSA S.A. ESP	35,63	38,76	40,86
DICEL S.A. ESP*	38,49	39,28	40,04
DICELER S.A. E.S.P.*	37,18	40,07	41,04
DISPAC S.A. ESP	37,12	38,23	38,68
EBSA S.A. ESP	35,12	40,13	38,99
EDEQ S.A. ESP	32,40	33,89	34,79
EE PUTUMAYO S.A. ESP	44,71	45,81	47,58
EEBP S.A. ESP	37,52	39,84	39,81
EEP S.A. ESP*	36,30	44,11	45,50
ELECTRICARIBE S.A. ESP	35,93	42,36	44,08
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	36,93	46,10	48,28
ELECTROHUILA S.A. ESP	39,01	41,13	43,02
EMCALI ESP	41,43	46,03	48,01
EMCARTAGO S.A. ESP	32,20	45,58	46,53
EMEESA S.A. ESP	26,42	32,31	32,64
EMEVASI S.A. ESP	37,83	38,78	39,23
EMSA S.A. ESP*	35,37	38,72	41,85
ENELAR S.A. ESP	41,25	41,86	42,71
ENERCA S.A. ESP	38,60	41,41	42,74
ENERCO S.A. E.S.P.*	37,15	39,81	40,68
ENERGUAVIARE ESP	36,44	37,67	38,28
ENERTOLIMA S.A. ESP	37,21	44,18	44,86
ENERTOTAL S.A. ESP*	48,88	52,71	53,03
EPM S.A. ESP	34,34	36,79	40,15
EPSA S.A. ESP	36,52	37,91	38,27
ESSA S.A. ESP	34,85	37,73	39,59
PEESA S.A. ESP*	38,11	37,82	37,94
RENOVATIO S.A. ESP*	37,56	35,86	36,27
RUITOQUE S.A. ESP*	44,43	44,59	43,52
VATIA S.A. ESP*	37,96	39,69	41,10

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

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, el menor valor lo presentó EMEESA S.A. E.S.P. en el mes de enero de 2019 con 26,42 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de marzo de 2019 para la empresa ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 53,03 \$/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 a 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.

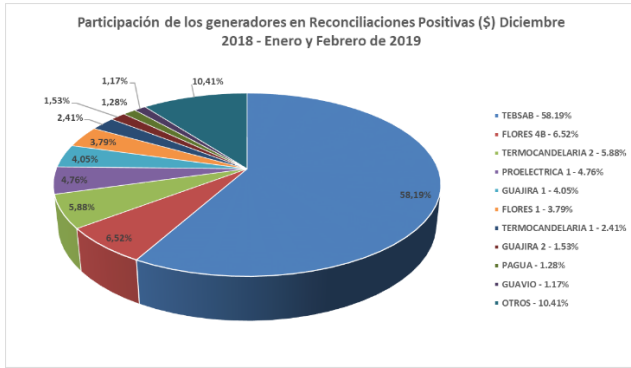
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) 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 87% de las restricciones trasladadas a la demanda, y con respecto al cuarto trimestre 2018 presentaron una disminución del 57%.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

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

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo diciembre de 2018, enero y febrero de 2019:

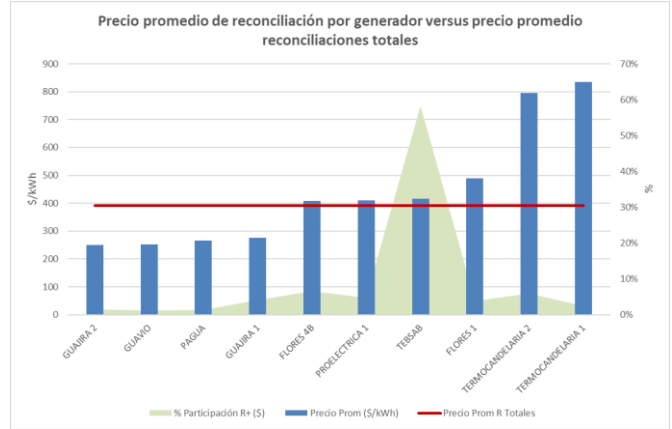


En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2018 (octubre, noviembre y diciembre), se puede evidenciar que generadores como Tebsa, Termoflores (4), Termocandelaria (2) y Guajira continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas; sin embargo, para el primer trimestre 2019, ingresa al top 5 Proeléctrica (1) y sale Flores (1).

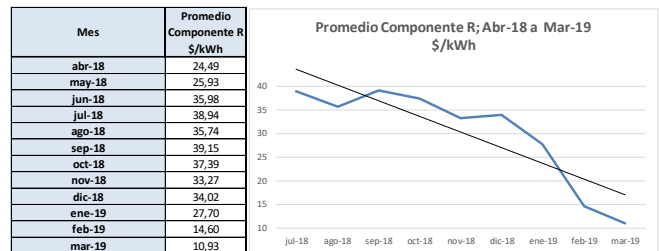
Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. El cálculo de este precio, se realizó de la siguiente manera: Se calculó como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo diciembre 2018, enero y febrero 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 lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de abril de 2018 a marzo de 2019, en donde se puede evidenciar una tendencia decreciente, representando una disminución promedio de 6,32 \$/kWh en enero de 2019 respecto a diciembre de 2018, 13,11 \$/kWh de febrero respecto a enero de 2019 y una de 3,67 \$/kWh de marzo a febrero de 2019, dicha disminución se debe, entre otras causas, a que el valor en pesos de las restricciones asignadas a los comercializadores se ve compensada por el alto precio de bolsa, puesto que las plantas de generación utilizadas normalmente para generar por seguridad entran en mérito al despacho, disminuyendo la cantidad de energía asociada a la generación por seguridad.



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 7% del valor promedio de las restricciones aliviadas de los meses de diciembre de 2018, enero y febrero de 2019 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para enero, febrero y marzo de 2019, respectivamente. En este trimestre el promedio tuvo

una disminución de 0,14 puntos porcentuales respecto al cuarto trimestre 2018.

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 12,72% de las restricciones aliviadas, con un valor en pesos estable, lo que, aunado a la disminución en las restricciones, representan un incremento en su participación de 7,11 puntos porcentuales respecto al promedio del cuarto trimestre.

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”.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 6,78% de las restricciones, con respecto al trimestre inmediatamente anterior, este presentó un incremento de 6,67 puntos porcentuales, debido a un aumento en las exportaciones de energía, y alivio de restricciones correspondiente al valor a cargo que poseen los generadores que adquirieron OEFV en Subastas de Reconfiguración – Resolución CREG 051 de 2012, sin embargo para el periodo de análisis no se presentaron alivios por este concepto, esto debido a que la subasta de Reconfiguración de Venta para el periodo de vigencia 1 de diciembre de 2018 a 30 de noviembre de 2019, convocada para el día 17 de octubre de 2018, se consideró desierta, por cuanto no se recibieron ofertas durante el proceso de la Subasta.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	233.062.264.295
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	314.244.138
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	18.795.525.194
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	34.092.008.455
Total Restricciones asignadas	286.264.042.082
- Rentas de congestión (\$)	18.171.013.480
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	18.171.013.480
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	268.093.028.602

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 primer 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 particular⁶.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	549,83
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	424,09
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	428,79
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	448,63
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	452,46
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	452,97
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	504,03
COSTA CARIBE	ENERGTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	540,30
GUAVIARE	ENERGLUAVIARE ESP	SIN ADD	529,43
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	498,66
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	503,46
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	515,05
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	524,10
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	528,53
TOLIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	590,24
TOLIMA	ENERGTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	654,86

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	481,56
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	485,99
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	503,74
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	505,27
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	506,54
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPIM S.A. ESP	CENTRO	516,34
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERGTOTAL S.A. ESP	CENTRO	603,97
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	483,49
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	486,61
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,73
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,04
CALDAS	EP S.A. ESP	CENTRO	525,48
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	549,50
CALDAS	ENERGTOTAL S.A. ESP	CENTRO	576,84
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	486,86
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	499,81
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	505,58
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	535,30

⁶ 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
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	486,47
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	488,73
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	505,37
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	506,76
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	517,93
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	573,56
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	613,08
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	484,05
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	499,50
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	504,10
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	529,72
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	603,56
RUITOQUE	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	569,07
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	484,93
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	487,32
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	508,39
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,02
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	527,57
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	551,53
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	602,99

Es importante tener en cuenta que, dentro de los Derechos de los Usuarios, consagrados en el artículo 9, numeral 9.2, de la Ley 142 de 1994 se tiene “La libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización”. Razón por la cual en el Anexo 2 del presente documento se presentan las tarifas aplicadas, organizadas por mercados, permitiendo así la comparación de estas en zonas con más de un prestador del servicio.

10. Usuarios no regulados

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	469,98
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,84
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	491,68
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	498,90
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,62
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	EMICAJ ESP	OCCIDENTE	557,87
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	635,39
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,40
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	495,50
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,30
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	539,21
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	628,31
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,78
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,72
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	516,01
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	598,46
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	629,73
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	475,34
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	490,55
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	497,33
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	499,93
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	538,18
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	621,91
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,30
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	482,38
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	501,64
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	586,75
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	621,77
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,76
TULLIA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	474,39
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	490,25
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,66
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	507,91
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	600,73

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

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

Así las cosas, para un usuario no regulado las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral el cual no requiere la aprobación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

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

Con base en lo anterior, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo a la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para los meses de enero, febrero y marzo 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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	487,65
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	604,28
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	468,61
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	472,07
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	490,24
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	492,61
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	494,42
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	499,92
BOGOTA	COSENSA S.A. ESP	ORIENTE	520,09
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	527,39
BOGOTA	EEP S.A. ESP	ORIENTE	538,25
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	567,31
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	471,64
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	494,42
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	498,77
BOYACA	EPSA S.A. ESP	ORIENTE	549,70
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	552,92
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	473,58
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	490,00
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	495,77
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	571,98
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	512,44
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	590,42
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	505,40
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	519,44
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	631,36
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	505,67
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	516,14
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	521,73
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	530,22
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	577,18
META	PEESA S.A. ESP	SUR	507,59
META	VATIA S.A. ESP	SUR	524,67
META	DICEL S.A. ESP	SUR	528,84
META	EMSA S.A. ESP	SUR	561,13
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	510,46
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	527,56
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	630,30
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	624,18

Campo 39: Tipo de factura

Adicionalmente se relacionó la información por empresa, mercado, usuario y nivel de tensión del primer 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 primer trimestre de 2019 y que es igual a 169,336 \$/kWh, correspondiente a enero 20 de 2019.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del primer trimestre de 2019, igual a 34,58 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 169,336 \$/kWh y el T promedio de 34,58 \$/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 primer 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 primer trimestre de 2019 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (17,74 \$/kWh).

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

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	400,443
CENTRO	NT2	347,988
CENTRO	NT3	284,913
CENTRO	NT4	250,080
OCCIDENTE	NT1	388,013
OCCIDENTE	NT2	335,886
OCCIDENTE	NT3	290,044
OCCIDENTE	NT4	250,080
ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
ORIENTE	NT1	386,533
ORIENTE	NT2	330,391
ORIENTE	NT3	299,705
ORIENTE	NT4	250,080
SUR	NT1	423,633
SUR	NT2	370,557
SUR	NT3	307,363
SUR	NT4	250,080
COSTA CARIBE	NT1	348,790
COSTA CARIBE	NT2	308,126
COSTA CARIBE	NT3	287,524
COSTA CARIBE	NT4	250,453
CHOCO	NT1	364,797
CHOCO	NT2	322,669
TOLIMA	NT1	418,555
TOLIMA	NT2	381,070
TOLIMA	NT3	284,462
TOLIMA	NT4	250,080

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.

Nivel de Tensión 1

Para el primer trimestre de 2019, el CU promedio más alto corresponde al sector Oficial atendido por EMGESA S.A. E.S.P. en el ADD Sur con un valor de 568,05 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por EPM ESP. con 354,14 \$/kWh en el mercado Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para este primer trimestre de 2019 corresponde esta vez a la empresa DICEL S.A. E.S.P. con 576,95 \$/kWh en el sector Distrito de Riego en el ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a EPM E.S.P. con 315,43 \$/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 enero y marzo de 2019 corresponde a EMGESA S.A. E.S.P., con 514,89 \$/kWh en el sector Oficial del mercado Tolima (sin ADD); por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CETSA S.A. ESP con 293,05 \$/kWh para en el sector Comercial en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para el primer trimestre del año 2019 corresponde nuevamente a EMCALI E.S.P. con 373,05 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Occidente; por su parte, EMGESA S.A. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 253,46 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Centro.

Conectados directamente al STN

De acuerdo con la información reportada por los prestadores para el primer trimestre de 2019, la empresa ISAGEN S.A. E.S.P. es la única que tiene participación en este nivel de tensión, en el sector Industrial, con un valor promedio del CU de 259,78 \$/kWh.

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.

Proyectaron: Kelly Andrea Toro Toro – Contratista DTGE
Rocío del Pilar Hernández – Profesional Especializado DTGE
María Claudia Gómez – Contratista DTGE
Diego Fernando Borda Tovar – Contratista DTGE
Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – DTGE (E)
Aprobó: Carlos Mauricio Cerón Mendoza - SDEGC

Anexo 1

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado (\$/kWh)

Enero de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	495,01
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	496,04
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	496,50
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	497,72
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	501,74
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	509,74
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	612,70
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	491,21
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	494,20
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	496,39
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	502,13
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	505,40
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	539,55
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	583,15
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	496,68
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	499,99
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	503,05
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	523,69
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	495,00
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	498,83
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	502,78
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	509,94
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	513,09
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	540,91
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	598,74
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	494,07
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,23
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	502,66
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	526,43
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	611,71
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	579,99
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	497,29
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	498,12
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	504,53
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	511,59
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	517,66
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	561,05
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	610,72

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	483,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,43
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	486,47
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,91
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	503,37
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	540,57
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	646,65
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	483,81
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,96
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,22
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	500,12
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	639,39
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,59
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,90
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	521,06
CAUCA	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	581,66
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	640,60
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	484,33
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,63
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,23
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	501,79
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	539,31
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	633,45
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	484,36
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	484,79
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	506,14
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	581,97
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	643,92
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,36
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	485,69
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,18
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	494,87
TULLUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	508,30
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	610,95

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	488,13
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	594,33
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	483,00
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	484,61
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	486,16
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	491,97
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	498,23
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	501,41
BOGOTA	EEP S.A. ESP	ORIENTE	507,87
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	509,50
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	539,19
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	578,24
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	485,65
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	496,73
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	500,02
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	538,88
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	561,38
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	485,77
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	490,15
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	501,48
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	566,95

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	520,56
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	592,40
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	521,38
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	524,58
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	597,75
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	512,05
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	521,69
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	525,78
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	532,15
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	578,88
META	PEESA S.A. ESP	SUR	523,88
META	VATIA S.A. ESP	SUR	528,44
META	DICEL S.A. ESP	SUR	538,41
META	EMSA S.A. ESP	SUR	553,31
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	525,16
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	530,44
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	632,55
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	645,73

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	553,19
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	435,66
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	436,42
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	446,38
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	449,46
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	451,12
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	468,39
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	545,33
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	549,31
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	509,17
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	510,46
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	513,94
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	523,99
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	527,79
TOLIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	566,34
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	664,94

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

Febrero de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	472,47
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	479,70
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,10
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	501,79
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	508,76
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	512,43
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	598,36
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	476,40
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	480,66
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	494,57
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	506,40
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	537,04
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	549,68
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	571,46
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	480,76
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	495,48
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	502,01
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	531,36
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	476,76
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	482,40
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	502,38
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	508,95
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	513,60
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	583,63
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	619,17
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	477,80
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	495,01
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,01
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	530,21
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	598,03
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	566,97
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	476,68
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	481,13
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	503,62
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	506,09
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	527,71
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	550,49
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	597,66

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	463,24
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,89
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	496,84
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	497,32
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,55
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	562,88
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	632,45
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,45
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	493,13
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	495,83
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	566,69
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	624,62
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,38
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,60
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	514,38
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	605,21
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	626,03
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,72
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	495,18
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	495,73
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,84
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	541,57
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	617,89
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,72
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,49
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	499,49
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	589,37
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	613,47
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,82
TULLIA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,60
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	487,98
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	489,50
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	510,05
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	597,65

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	485,20
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	606,22
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	460,94
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	466,65
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	488,85
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	491,72
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	494,51
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	499,23
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	519,01
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	527,37
BOGOTÁ	EEP S.A. ESP	ORIENTE	551,01
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	562,67
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	466,74
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	490,65
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	496,09
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	549,35
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	561,98
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	468,48
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	487,57
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	492,03
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	572,47

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	509,66
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	596,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	500,63
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	517,29
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	640,60
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	500,89
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	513,35
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	519,54
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	527,83
CASANARE	ENERCASA S.A. ESP	SUR	575,12
META	PEESA S.A. ESP	SUR	502,56
META	VATIA S.A. ESP	SUR	522,41
META	DICEL S.A. ESP	SUR	525,98
META	EMSA S.A. ESP	SUR	557,77
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	504,54
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	525,25
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	628,42
SIBUNDIY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	614,83

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	550,80
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	414,87
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	422,09
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	443,50
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	448,52
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	450,41
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	511,31
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	534,47
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	518,07
TOULIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	493,31
TOULIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	497,88
TOULIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	517,68
TOULIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	520,21
TOULIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	525,69
TOULIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	602,43
TOULIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	649,50

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

Marzo de 2019

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	475,71
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	482,22
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	508,10
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	512,05
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	513,39
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	534,86
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	600,85
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	479,86
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	482,79
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	499,49
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	518,31
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	548,18
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	559,27
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	575,90
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	483,15
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	500,90
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	514,73
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	550,85
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	479,87
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	484,97
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	507,95
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	512,15
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	527,11
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	596,14
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	621,33
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	480,27
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	500,84
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,06
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	532,52
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	600,93
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	560,24
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	480,00
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	483,55
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	509,97
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	519,43
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	537,35
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	543,05
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	600,58

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	460,24
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,20
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	493,98
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	496,50
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	506,40
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAU ESP	OCCIDENTE	570,17
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	627,06
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,81
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	493,24
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,85
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	567,12
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	620,92
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,35
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	506,66
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	512,60
CAUCA	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	608,41
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	622,55
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,66
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	491,60
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	495,00
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,72
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	533,67
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	614,39
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	465,40
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	481,29
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	499,30
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	588,91
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	607,93
POPAYÁN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,11
TULLA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,89
TULLA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	487,90
TULLA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,30
TULLA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	505,38
TULLA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	593,60

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	489,61
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	458,73
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	464,94
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	490,77
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	493,20
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	499,13
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	499,58
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	515,60
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	531,76
BOGOTÁ	EEP S.A. ESP	ORIENTE	555,86
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	561,01
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	464,54
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	492,59
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	503,51
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	548,03
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	548,24
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	466,49
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	492,28
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	493,81
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	576,53

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	507,08
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	582,86
CAGUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	494,18
CAGUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	516,46
CAGUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	655,73
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	494,44
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	509,30
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	530,69
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	533,61
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	577,54
META	PEESA S.A. ESP	SUR	496,33
META	DICEL S.A. ESP	SUR	522,74
META	VATIA S.A. ESP	SUR	523,17
META	EMSA S.A. ESP	SUR	572,30
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	501,68
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	526,99
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	629,95
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	611,99

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	545,51
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	421,74
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	427,85
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	452,92
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	457,37
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	462,49
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	532,38
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	541,11
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	520,90
TOUIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	492,20
TOUIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	498,55
TOUIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	518,31
TOUIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	524,29
TOUIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	535,91
TOUIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	601,97
TOUIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	650,13

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

Empresas que aplicaron Opción Tarifaria

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
ENERO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	618,04	594,33
FEBRERO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	605,01	606,22
MARZO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	595,00	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 I 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			323,59			322,85		
CENS S.A. ESP								
CEO S.A.S ESP						185,08		
DICEL S.A. ESP			306,19			325,18		
EBSA S.A. ESP						409,07		
ECOPETROL ENERGIA						301,79		
EEP S.A. ESP	416,58	414,02	378,47	405,16	371,14	363,91		415,43
ELECTRICARIBE S.A. ESP			375,02					
ELECTROHUILA S.A. ESP						447,47		
EMCALI ESP			358,24					
EMGESA SA ESP			388,94	381,48		359,90		346,14
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			341,75	371,95		357,14		
ENERTOLIMA S.A. ESP	404,32							
ENERTOTAL S.A. ESP			494,89			462,06		
EPM S.A. ESP	377,90		359,60	368,43		331,05	441,35	390,47
EPSA S.A. ESP			331,20			355,51		
ESANT S.A. ESP								473,69
GECELCA S.A. ESP						387,93		
ISAGEN S.A. ESP						292,47		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						352,09		
PEESA S.A. ESP			437,87					
RENOVATIO S.A. ESP			429,91			432,71		
RUITOQUE S.A. ESP			375,08	399,96		355,54		461,32
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			325,34					
VATIA S.A. ESP			376,16	438,45		393,19		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	434,60	427,42		443,66		406,48	377,88
CEO S.A.S ESP	428,85	411,47				350,02	343,54
CETSA S.A. ESP		399,82				319,86	370,67
DICEL S.A. ESP		372,01				388,56	
EEP S.A. ESP	400,81					344,63	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		384,12					
ELECTROHUILA S.A. ESP						400,59	
EMCALI ESP	440,16	397,94		381,96	394,35	362,20	385,54
EMEESA S.A. ESP						347,37	345,72
EMGESA SA ESP		412,78				301,81	466,44
ENERTOTAL S.A. ESP		384,88					
EPM S.A. ESP		348,17				310,74	
EPSA S.A. ESP		394,98	413,19			348,55	369,26
ISAGEN S.A. ESP						310,54	
PEESA S.A. ESP		405,86					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		323,86					
VATIA S.A. ESP		375,45				387,73	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 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			418,14				379,04		
DICEL S.A. ESP			386,27				400,67		
EBSA S.A. ESP	426,27			354,20	391,54	385,09	375,23		
ECOPETROL ENERGIA							304,99		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			408,74				400,60		
ELECTROHUILA S.A. ESP	418,74		384,33	362,43			370,15		374,02
EMCALI ESP			395,93				373,02		369,58
EMGESA SA ESP		394,08	398,40		401,13	389,67	375,76	394,31	421,56
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					431,57		417,13		
ENERTOLIMA S.A. ESP	457,49		402,27						416,27
ENERTOTAL S.A. ESP			414,64			474,78	429,26		
EPM S.A. ESP			334,10				274,41		360,77
EPSA S.A. ESP			377,41	369,60			371,41		
GECELCA S.A. ESP							332,16		
GENERSA S.A.S E.S.P.							385,39		
ISAGEN S.A. ESP				337,39			272,13		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							356,42		
PEESA S.A. ESP				561,74	489,68		462,64		
RENOVATIO S.A. ESP			392,09				420,37		
RUITOQUE S.A. ESP	390,26				492,61		414,30		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			322,96						
VATIA S.A. ESP			413,85				388,67		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
EBSA S.A. ESP			542,33		439,12	
ECOPETROL ENERGIA					365,53	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		451,73				
ELECTROHUILA S.A. ESP						474,35
EMCALI ESP					344,32	
EMEVASI S.A. ESP	494,06					
EMGESA SA ESP		449,62			352,72	568,05
EMSA S.A. ESP	523,96				366,16	
ENERCA S.A. ESP					399,57	
ENERTOLIMA S.A. ESP					367,23	459,15
ENERTOTAL S.A. ESP	464,10					
EPM S.A. ESP		371,27				422,58
EPSA S.A. ESP		425,42				
ISAGEN S.A. ESP					335,46	
PEESA S.A. ESP					339,51	
RUITOQUE S.A. ESP		410,85				
VATIA S.A. ESP				410,45	359,84	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		416,54			
ELECTRICARIBE S.A. ESP	398,97	423,80	378,46	336,05	362,77
EMGESA SA ESP		430,44			
ENERTOTAL S.A. ESP					417,42
EPM S.A. ESP		355,57			354,14
RUITOQUE S.A. ESP		383,07			
VATIA S.A. ESP		338,71			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2019. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	385,63

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR					402,43		
ECOPETROL ENERGIA					336,03		
ELECTRICARIBE S.A. ESP		407,03					
ELECTROHUILA S.A. ESP					421,03		
EMGESA SA ESP		417,23			316,59	412,28	514,89
ENERTOLIMA S.A. ESP	461,62	416,16		422,49	383,63	382,66	405,38
EPM S.A. ESP		319,14			298,37		
EPSA S.A. ESP					346,81		
ISAGEN S.A. ESP					306,11		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					345,25		
PEESA S.A. ESP			491,25				
RENOVATIO S.A. ESP					425,75		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		207,52					
VATIA S.A. ESP		325,85		313,45	393,00		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE




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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
CENS S.A. ESP							
DICEL S.A. ESP							
EBSA S.A. ESP					409,07		
ECOPETROL ENERGIA					402,77		
EEP S.A. ESP	410,64	435,06	415,49	433,14	421,06		426,22
ELECTRICARIBE S.A. ESP			390,92		457,22		
ELECTROHUILA S.A. ESP					389,10		
EMCALI ESP			412,76				473,58
EMGESA SA ESP		419,40	397,52	381,48	401,84		444,00
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			403,20	417,69	397,79		
ENERTOLIMA S.A. ESP	404,32						
ENERTOTAL S.A. ESP			452,16		403,50		
EPM S.A. ESP	380,36		364,44	368,50	378,13	375,50	375,76
EPSA S.A. ESP			379,81		389,19		
ESANT S.A. ESP							457,06
GECELCA S.A. ESP					387,93		
ISAGEN S.A. ESP					366,13		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					413,61		
PEESA S.A. ESP					465,58		
RENOVATIO S.A. ESP			379,92		380,15		
RUITOQUE S.A. ESP			411,24	403,49	399,54		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			324,91				
VATIA S.A. ESP			398,79	377,12	385,33		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE




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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						346,49	
CEDENAR S.A. ESP	433,20	427,42		443,66		411,10	444,52
CEO S.A.S ESP	428,85	400,08				341,08	385,74
CETSA S.A. ESP	404,43	380,83				376,84	370,75
DICEL S.A. ESP	394,93	373,85				389,13	420,38
EEP S.A. ESP	400,81	379,07				368,79	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		372,18					
ELECTROHUILA S.A. ESP						336,30	
EMCALI ESP	409,06	393,63		392,76	407,40	401,52	411,98
EMEESA S.A. ESP		210,49				357,73	345,69
EMGESA SA ESP		404,31				376,57	461,74
ENERTOTAL S.A. ESP		384,88				412,58	
EPM S.A. ESP		342,94				364,46	
EPSA S.A. ESP	411,41	381,37	413,19			379,87	365,10
ISAGEN S.A. ESP						369,51	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						396,23	
RENOVATIO S.A. ESP		394,32					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		325,68					
VATIA S.A. ESP		399,92		373,46		368,89	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 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			415,38				374,55		
CODENSA S.A. ESP	469,00								
DICEL S.A. ESP			389,43	576,95			385,80		375,38
EBSA S.A. ESP		392,00			391,54	385,09	390,61		
ECOPETROL ENERGIA							384,46		
EEP S.A. ESP			377,35						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			402,36				386,81		
ELECTROHUILA S.A. ESP	416,91		384,47	380,61			378,73		391,09
EMCALI ESP			396,62		408,79		376,78		373,93
EMGESA SA ESP		380,52	398,77		385,86	365,46	382,06	396,24	440,08
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							367,04		
ENERTOLIMA S.A. ESP	385,12		402,40						415,29
ENERTOTAL S.A. ESP			368,41				388,89		
EPM S.A. ESP			337,41	385,72	386,12		300,59		361,36
EPSA S.A. ESP			370,14	375,01			369,14		366,33
GENERSA S.A.S E.S.P.							385,39		
ISAGEN S.A. ESP				361,85			354,60		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							381,95		
PEESA S.A. ESP	503,93				457,55		454,17		
RENOVATIO S.A. ESP			397,15				389,11		
RUITOQUE S.A. ESP		373,32	380,88	371,99	370,77		377,39		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			323,04						
VATIA S.A. ESP			379,34				395,57		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		504,22		496,07	
EBSA S.A. ESP				427,81	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		394,22			
ELECTROHUILA S.A. ESP		405,82			474,35
EMCALI ESP					406,83
EMGESA SA ESP		428,81		491,62	
EMSA S.A. ESP	530,34			438,81	
ENERCA S.A. ESP				435,02	
ENERTOLIMA S.A. ESP					458,11
ENERTOTAL S.A. ESP	464,10				
EPM S.A. ESP		376,82			422,58
EPSA S.A. ESP		425,42		395,07	
RUITOQUE S.A. ESP		410,85			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		327,66			
VATIA S.A. ESP		406,05	401,98	407,13	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 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						319,29		
CEO S.A.S ESP		366,38				392,83		
DICEL S.A. ESP		340,71				340,27		
ECOPETROL ENERGIA						387,92		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	385,67	358,41	360,04	383,83	360,88	353,96		404,14
ELECTROHUILA S.A. ESP						338,59		
EMCALI ESP		376,65						435,81
EMGESA SA ESP		366,31			331,96	374,02	335,33	435,88
EPM S.A. ESP		315,43				326,49		315,52
EPSA S.A. ESP		362,47				339,66		
GECELCA S.A. ESP						352,18		
ISAGEN S.A. ESP						331,05		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						369,23		
PEESA S.A. ESP		458,48						
RENOVATIO S.A. ESP		374,09				359,33		
RUITOQUE S.A. ESP		345,38				380,08		
SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P.		184,45						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		324,88						
VATIA S.A. ESP		342,97				340,99		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		407,03					
EMGESA SA ESP		455,74					514,89
ENERTOLIMA S.A. ESP	457,23	469,14		473,90	468,17	449,67	477,68
EPM S.A. ESP		399,33			405,18		
EPSA S.A. ESP					414,32		
PEESA S.A. ESP			491,25				
RENOVATIO S.A. ESP					425,75		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		207,52					
VATIA S.A. ESP					427,63		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	385,63	
ISAGEN S.A. ESP		338,29

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		320,55			362,34	
DICEL S.A. ESP		306,19			325,18	
ECOPETROL ENERGIA					334,98	
EEP S.A. ESP	371,71	355,28	371,38	371,14	353,53	367,73
ELECTRICARIBE S.A. ESP		320,33				
EMCALI ESP		342,63				
EMGESA SA ESP		344,14			357,38	321,93
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		332,45	316,20		335,09	
ENERTOTAL S.A. ESP					347,29	
EPM S.A. ESP		302,64	307,49		300,77	320,94
EPSA S.A. ESP		316,87			337,97	
ISAGEN S.A. ESP					305,52	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					346,04	
RUITOQUE S.A. ESP		337,31	339,22		335,69	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		322,80				
VATIA S.A. ESP		324,48			315,72	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			295,33	
CEDENAR S.A. ESP			357,07	370,76
CEO S.A.S ESP			355,41	343,54
CETSA S.A. ESP	293,05		308,49	
DICEL S.A. ESP	295,49		340,71	
ECOPETROL ENERGIA			341,09	
EEP S.A. ESP			334,77	
EMCALI ESP	342,77		351,38	368,01
EMEESA S.A. ESP	370,65		318,79	299,98
EMGESA SA ESP	318,24		320,62	
EPM S.A. ESP	296,21		301,62	
EPSA S.A. ESP	314,48	413,35	322,13	
ISAGEN S.A. ESP			314,45	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			349,64	
RENOVATIO S.A. ESP			316,58	
RUITOQUE S.A. ESP			353,60	
VATIA S.A. ESP			353,79	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 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		384,82			325,11		
DICEL S.A. ESP		319,48			365,98		
EBSA S.A. ESP			353,34		354,93		
ECOPETROL ENERGIA					353,94		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					390,99		
ELECTROHUILA S.A. ESP		341,46	352,13		346,07		358,82
EMCALI ESP		350,91			346,31		379,91
EMGESA SA ESP	384,86	404,83		417,62	348,66	370,74	
ENERTOLIMA S.A. ESP							
EPM S.A. ESP		299,71			316,14		
EPSA S.A. ESP		372,73			340,02		
GECELCA S.A. ESP					332,16		
ISAGEN S.A. ESP			330,82		308,40		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					351,67		
VATIA S.A. ESP		330,47			375,22		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	327,74	342,33	
ECOPETROL ENERGIA		365,53	
EMCALI ESP		344,32	
EMGESA SA ESP	399,66	371,23	
EMSA S.A. ESP		382,97	
ENERCA S.A. ESP		414,84	
ENERTOLIMA S.A. ESP	378,61	366,21	420,71
EPM S.A. ESP	313,30	310,82	
EPSA S.A. ESP		341,44	
ISAGEN S.A. ESP		328,29	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		366,26	
PEESA S.A. ESP		339,51	
VATIA S.A. ESP		341,92	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				427,79
ECOPETROL ENERGIA				336,97
ELECTRICARIBE S.A. ESP	364,06	345,63	348,37	355,18
ELECTROHUILA S.A. ESP				315,70
EMGESA SA ESP	373,89			334,53
EPM S.A. ESP	294,58			300,45
EPSA S.A. ESP		312,69		311,40
GECELCA S.A. ESP				298,22
ISAGEN S.A. ESP				319,02
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				348,05
VATIA S.A. ESP	316,48			313,23

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			402,43		
ECOPETROL ENERGIA			336,03		
ELECTROHUILA S.A. ESP			325,36		
EMGESA SA ESP	393,37		316,59	412,28	514,89
ENERTOLIMA S.A. ESP	371,43	354,12	365,72	350,72	367,98
EPM S.A. ESP	294,70		297,83		
EPSA S.A. ESP			327,37		
ISAGEN S.A. ESP			306,11		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			345,25		
VATIA S.A. ESP	325,85	313,45	319,47		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP		185,08
ECOPETROL ENERGIA		298,67
EMGESA SA ESP		253,46
EPM S.A. ESP	269,11	269,61
GECELCA S.A. ESP		282,46
ISAGEN S.A. ESP		271,77
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	325,66	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP		373,05
EMGESA SA ESP	290,22	
EPM S.A. ESP	259,34	
EPSA S.A. ESP	274,72	
ISAGEN S.A. ESP	259,58	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA	300,07	
EMGESA SA ESP	310,50	311,95
EPM S.A. ESP	259,42	
GECELCA S.A. ESP	282,25	
ISAGEN S.A. ESP	269,48	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	307,09
EMSA S.A. ESP	351,02
EPM S.A. ESP	241,24

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 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	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre I 2019. ADD Oriente (Boyacá)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. ESP	259,78

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE