

Índice de contenido

Boletín Tarifario

Enero - Marzo

2018



Página 2
Actualidad Tarifaria
Panorama Nacional

Página 3
Componente de Generación

Página 7
Componente de Transmisión

Página 8
Componente de Distribución

Página 9
Componente de Comercialización

Página 12
Componente de Pérdidas
Componente de Restricciones

Página 13
Tarifas aplicadas

Página 14
Usuarios no regulados

Página 17
Anexo 1

Página 18
Anexo 2

Página 21
Anexo 3



1. Actualidad tarifaria

El 3 de febrero de 2018, la CREG publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que establece la nueva metodología para la remuneración de la actividad de Distribución de energía eléctrica.

Dentro de los principales cambios en la metodología respecto a la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, se destacan: Los activos del SDL ahora se remuneran mediante Ingreso Regulado, es decir, que se mitiga el riesgo de demanda para el ingreso del OR; regulatoriamente, ahora tanto los activos del STR como del SDL, se deprecian a través del tiempo por lo que para mantener el ingreso regulado inicial, deberán realizar las inversiones y actividades de mantenimiento necesarias para garantizar el máximo ingreso posible a través de los años; en el tema de calidad, se reemplazan los indicadores ITAD e IRAD por SAIDI y SAIFI.

Las empresas tienen hasta el 27 de julio de 2018 para solicitar la aprobación de ingresos ante la CREG de acuerdo a los formatos establecidos en la Circular CREG 029 de 2018; dado el caso que una empresa no entregue la información, la CREG calculará su ingreso con la mejor información disponible sin perjuicio de las acciones que pueda tomar la Superintendencia.

Adicionalmente, la CREG publicó la Resolución CREG 019 de 2018 donde se da alcance y se aclara lo establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 180 de 2014. Las aclaraciones y cambios realizados al componente de Comercialización a través de esta resolución, fueron abordadas en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2017 cuando la resolución se encontraba en proyecto.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 030 de 2018, la CREG reguló las actividades de autogeneración a pequeña escala - AGPE y de generación distribuida – GD en el Sistema Interconectado Nacional, que indica las condiciones y el proceso de solicitud para que un AGPE o GD, pueda conectarse a las redes de un OR; también establece una modificación al cálculo del componente de Generación de carácter transitorio mientras se adoptan las disposiciones definitivas sobre traslado de las compras de energía en la tarifa del usuario final.

Para este primer trimestre, se identifica la entrada al mercado regulado de la empresa ENERCO S.A. E.S.P. y la creciente participación en más mercados de comercialización por parte de PEESA S.A. E.S.P, donde a 31 de marzo de 2018, ya se encontraba en 15.

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/2018	Temática
004	Por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
005	Por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
015	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional
016	Por la cual se define la tasa de retomo para la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional
019	Por la cual se aclara el artículo 18 de la Resolución CREG 180 de 2014
030	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional

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, el comportamiento de la Tarifa de estrato 4. De igual manera, en el Anexo 2 se presentan las tarifas aplicadas por cada comercializador dentro del mercado en el cual tiene presencia; permitiendo al lector realizar una comparación de la tarifa de energía en mercados con más de un prestador.

Dado lo anterior, del conjunto de empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país, los tres CU más altos para el primer trimestre de 2018 corresponden nuevamente a la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. en su mercado Sibundoy (Putumayo), con valores de 622,01 \$/kWh para el mes de

marzo y 610,67 \$/kWh en enero, y 608,13 \$/kWh para la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. también en el mes de marzo.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el primer trimestre se encuentran las Empresas Municipales de Cartago E.S.P., Profesionales en Energía S.A. E.S.P. y Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. con 401,18 \$/kWh en enero, 410,46 \$/kWh en febrero y 418,04 \$/kWh en febrero, respectivamente.

Para este primer trimestre, las empresas Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. y Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P continúan con la aplicación de la opción tarifaria. En el Anexo 1, se muestra el ranking de la tarifa plena aplicada en los meses de enero, febrero y marzo.

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 más 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).

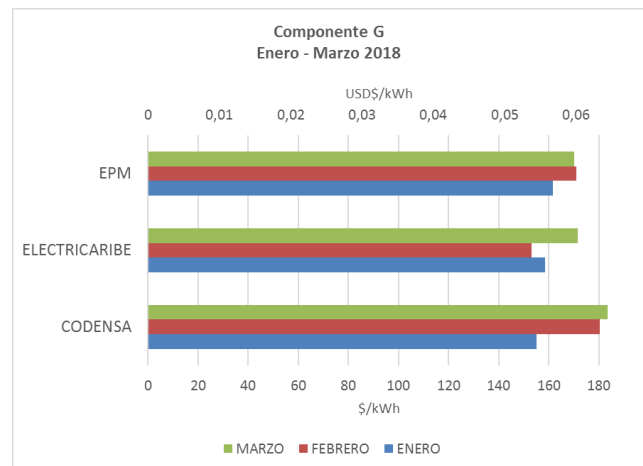
Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 2.858,01 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el primer trimestre de 2018 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 167,18\$/kWh, 0,21\$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la

Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. para el mes de febrero de 2018 con un valor igual a 153,20\$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a CODENSA S.A. E.S.P., con un valor de 183,47\$/kWh para el mes de marzo de 2018.

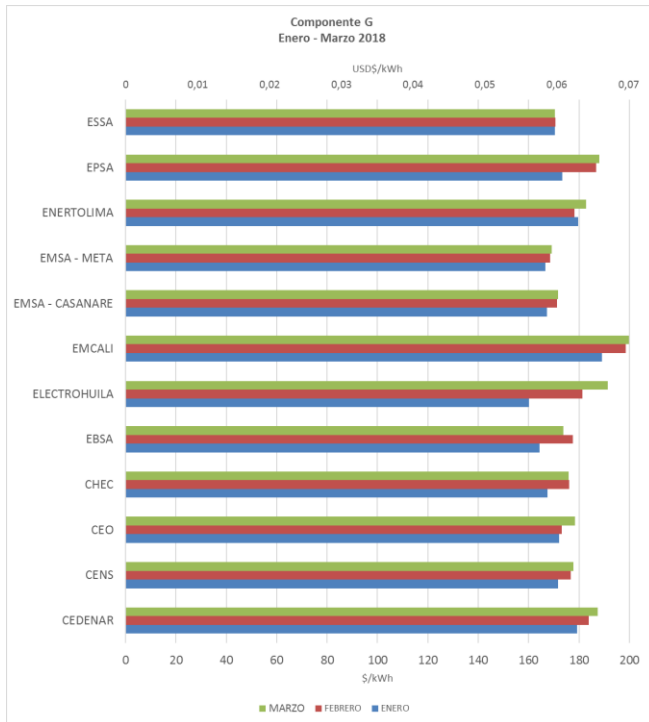
Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CODENSA	154,98	180,33	183,47
ELECTRICARIBE	158,51	153,20	171,46
EPM	161,67	170,99	170,01



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el primer trimestre del año 2018 corresponde a 176,85\$/kWh, 2,58\$/kWh por encima del promedio del último trimestre del año 2017. Con un valor de 160,23\$/kWh, la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. presentó el menor costo del componente G para el mes de enero de 2018; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. para el mes de marzo de 2018, con un valor igual a 199,23\$/kWh.

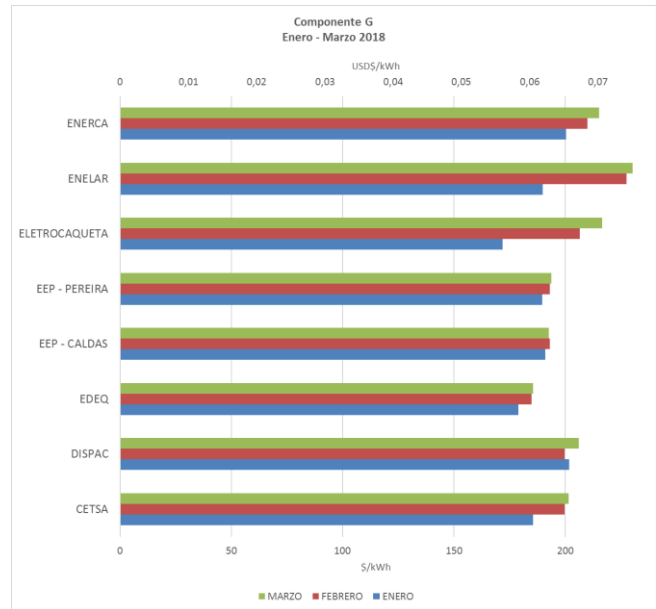
Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	179,35	183,83	186,92
CENS	171,75	176,79	177,31
CEO	172,23	173,25	178,04
CHEC	167,57	176,19	175,53
EBSA	164,45	177,52	173,38
ELECTROHUILA	160,23	181,41	191,00
EMCALI	189,22	198,67	199,23
EMSA - CASANARE	167,29	171,30	171,24
EMSA - META	166,57	168,47	168,72
ENERTOLIMA	179,59	178,22	182,31
EPSA	173,32	186,87	187,53
ESSA	170,44	170,70	170,03



Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 185,06\$/kWh, 8,21\$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. para el mes de enero de 2018 con un valor igual a 160,76\$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 214,69\$/kWh para el mes de marzo de 2018.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	173,58	186,23	186,98
DISPAC	188,73	186,21	191,24
EDEQ	167,30	172,39	172,24
EEP - CALDAS	178,57	179,99	178,74
EEP - PEREIRA	177,50	180,17	179,74
ELETROCAQUETA	160,76	192,72	200,95
ENELAR	177,65	212,25	214,69
ENERCA	187,37	195,78	199,76

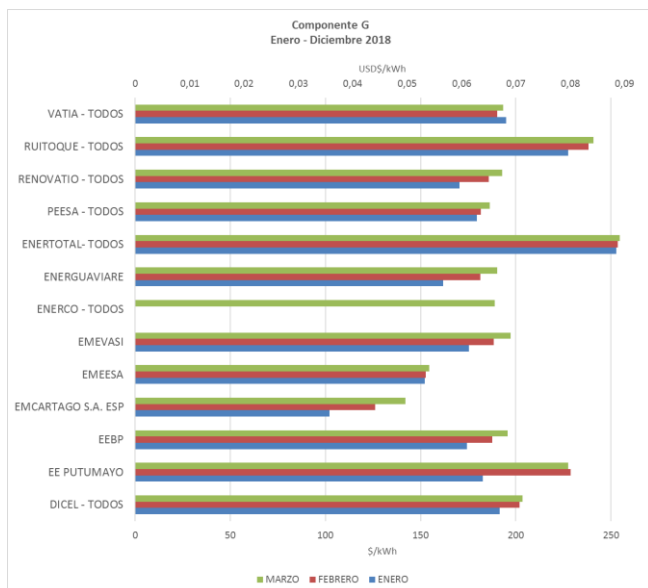


Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dixel S.A. E.S.P., Ruitoque S.A. E.S.P., Renovatio S.A. E.S.P. y PEESA 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 190,27\$/kWh, 7,93\$/kWh por encima del promedio del último trimestre del año 2017. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a Empresas Municipales de Cartago E.S.P., con un valor igual a 102,15\$/kWh para el mes de enero, mientras el valor más alto lo ostenta el comercializador puro Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de marzo con un valor en el componente de 253,75\$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL - TODOS	191,45	202,06	202,64
EE PUTUMAYO	182,77	228,93	226,68
EEBP	174,30	187,69	194,89
EMCARTAGO S.A. ESP	102,15	126,00	141,53
EMEESA	152,24	152,80	153,97
EMEVASI	175,26	188,54	196,61
ENERCO - TODOS			188,17
ENERGUAVIARE	161,72	181,30	189,48
ENERTOTAL - TODOS	252,90	253,63	253,75
PEESA - TODOS	179,50	181,59	185,64
RENOVATIO - TODOS	170,43	185,89	192,07
RUITOQUE - TODOS	227,56	238,31	239,86
VATIA - TODOS	194,84	190,18	192,58



Debido a su total exposición a bolsa durante el mes de enero de 2018, Empresas Municipales de Cartago E.S.P. presentó el menor valor del componente G no sólo para el grupo 4, sino para el total de las empresas analizadas; lo anterior respondiendo a las dinámicas de oferta y demanda existentes en el mercado de la bolsa de energía.

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 último trimestre. En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del Comercializador Minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$, correspondiente a la variable Pc ; así mismo, un factor de ponderación α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos

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

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

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

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:

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

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 .

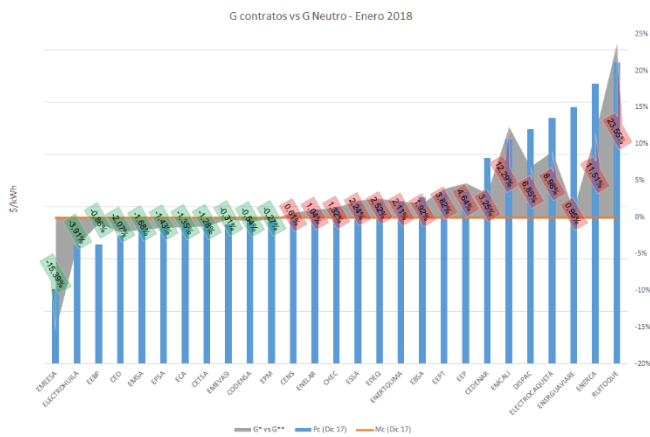
Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis 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.

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.

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

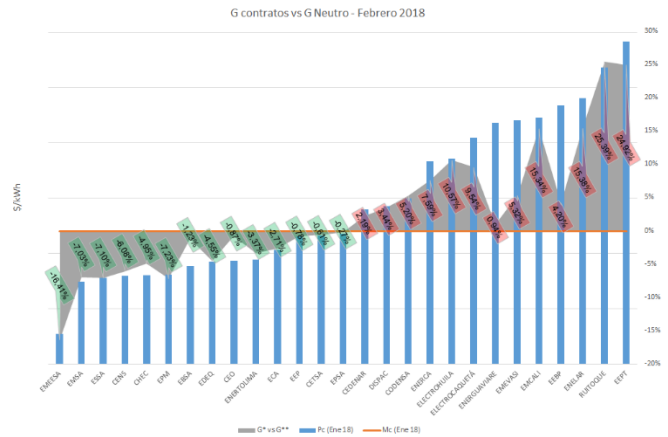
Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del primer trimestre del año 2018, de la variable *G de contratos* ($G^*_{m,i,j}$) respecto a la variable *G de contratos neutro* ($G^{**}_{m,i,j}$) para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas presentados a continuación³. Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) 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.



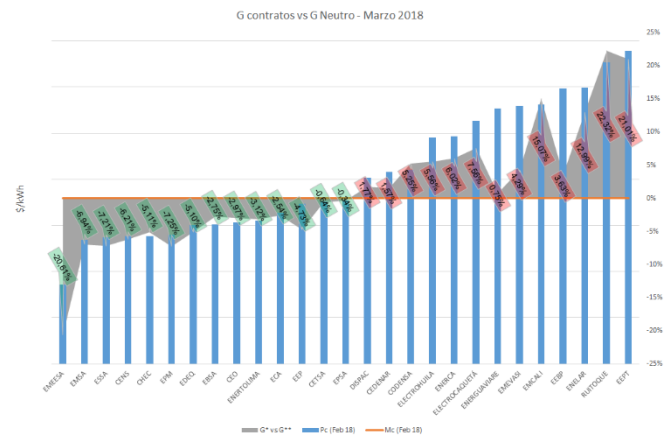
Para el mes de enero de 2018 es posible identificar que la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable *Pc*, lo que se traduce en una reducción aproximada del 15,39% del componente *G** respecto al componente *G***; quiere esto decir que, debido al bajo *Pc* presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente *G de contratos* 15,39% menor al que percibirían en el caso en que la variable *Pc* fuera igual a la variable *Mc*. Por otro lado, la empresa RUITOQUE S.A. E.S.P., para el mes de enero de 2018 presentó el mayor valor de la variable *Pc*, lo que se traduce en un aumento aproximado del 23,55% del componente *G** respecto al componente *G***; lo anterior significa que debido a este valor de la variable *Pc*, un usuario de esta empresa percibe un

³ Teniendo en cuenta que Empresas Municipales de Cartago E.S.P. presenta una exposición total a bolsa, esta no se tendrá en cuenta dentro del análisis.

componente *G de contratos* 23,55% mayor al que percibiría en el caso en que la variable *Pc* fuera igual a la variable *Mc*.



Para el mes de febrero de 2018 nuevamente Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable *Pc*, lo que se traduce en una reducción aproximada del 16,41% del componente *G** respecto al componente *G***. Por su parte, la Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable *Pc*, lo que se traduce en un aumento aproximado del 24,92% 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 RUITOQUE S.A. E.S.P., con un valor igual a 25,39%.



Finalmente, para el mes de marzo de 2018 la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable *Pc*, lo que se traduce en una reducción aproximada del 20,61% del componente *G** respecto al

componente G^{**} . Por su parte y al igual que el mes anterior, la Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 21,01%; sin embargo, 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 22,32%.

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.

Si bien el análisis anterior refleja una primera aproximación al mercado de los contratos bilaterales para atender usuarios regulados, esta Superintendencia es consciente que lo acá presentado sólo muestra un fragmento de la realidad.

Así las cosas, es importante entender que el precio del componente de Generación trasladado al usuario final, es el resultado de una cadena mucho más larga y compleja respecto a la que se observa en la relación Comercializador – Usuario. Dado lo anterior, es necesario evaluar la gestión del prestador de manera integral, es decir, no solo entender el comportamiento de los precios que se trasladan al usuario final, sino también la gestión de compra de energía en el mercado mayorista dado que este es el inicio de la cadena.

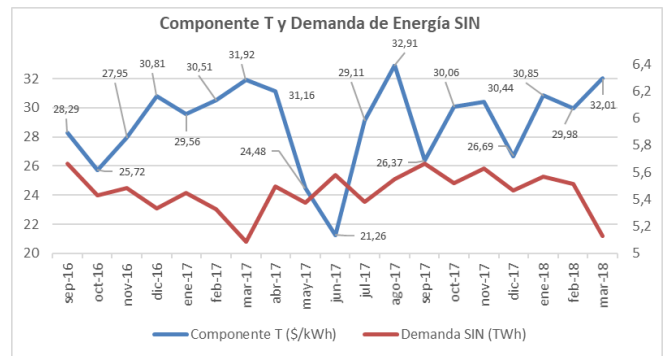
De esta manera, en aras de lograr un análisis mucho más detallado de la formación de precios de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se encuentra actualmente en el proceso de diseño de herramientas cuantitativas, capaces de generar señales de alerta respecto al comportamiento de los agentes en el mercado mayorista; lo anterior, mediante la comparación y clasificación de i) los agentes y, ii) los contratos bilaterales con destino al mercado regulado, con lo que se podrá verificar si la formación de precios atiende a condiciones de un mercado en competencia y no a otros factores.

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 lo anterior, al presentarse una mayor demanda de energía eléctrica, menor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN.

Para este primer trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 29,98 \$/kWh y 32,01 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 3,3 \$/kWh por encima en comparación con el mínimo presentado en el cuarto trimestre de 2017.

Los ajustes o ΔT s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 0,36 \$/kWh; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación respecto a los meses de junio, julio, agosto, noviembre y diciembre de 2017 y enero de 2018.

De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, tuvo un comportamiento decreciente con valores de \$167.960 millones para enero, \$162.611 millones para febrero y \$164.632 millones para marzo.

Respecto al máximo valor de 32,01 \$/kWh en el mes de marzo, en la gráfica se puede observar una disminución en la demanda de 5,51 TWh en febrero a 5,13 TWh en marzo. Por lo anterior, al ser menor el denominador en marzo de 2018, se obtuvo un valor de Transmisión más alto.

	ene-18	feb-18	mar-18
Numerador: Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores (\$)	167.960.328.460	162.611.665.780	164.632.690.464
Denominador: Energía del SIN (kWh)	5.568.378.920	5.511.066.277	5.130.620.804
Sumar: ΔT (\$/kWh)	0,688814	0,475287	-0,076661
Componente T (\$/kWh)	30,85	29,98	32,01

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

	ENERO	FEBRERO	MARZO
ADD			
CENTRO	174,21	179,36	181,82
OCCIDENTE	166,89	169,23	164,99
ORIENTE	162,30	169,49	169,47
SUR	199,38	193,77	189,98
SIN ADD			
DISPAC S.A. ESP	136,53	131,01	137,01
ELECTRICARIBE S.A. ESP	117,79	118,42	121,48
ENERGUAVIARE ESP	141,76	146,13	143,52
ENERTOLIMA S.A. ESP	192,75	192,25	193,86

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 ($IngPC_{OR}$) 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 2017 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente,

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.

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.

estas liquidaciones tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4.

Así las cosas, la variable $IngOR_j$ (sólo se analiza nivel de tensión 1) fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC (XM S.A. E.S.P.) para los meses correspondientes al presente trimestre (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 $IngOR_j$ y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes m-2 debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del OR $_j$ para el mes de enero, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de noviembre.

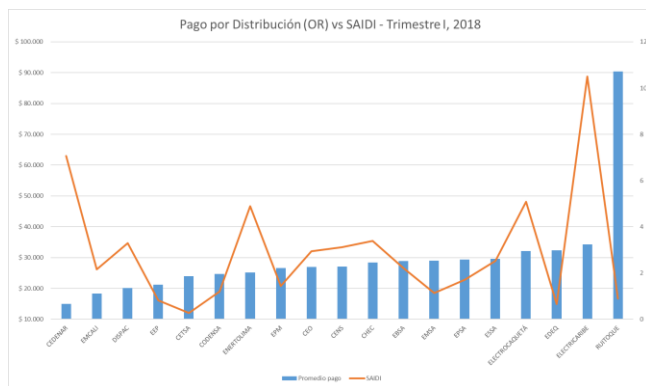
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el primer trimestre del año 2018 de la siguiente manera:

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

Donde:

- $IngOR TI (NT_1)$: Ingresos promedio del OR, para el primer trimestre del año 2018 en nivel de tensión 1,
- $No. de usuarios OR TI (NT_1)$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del primer trimestre del año 2018.

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 al tener una de las remuneraciones por suscriptor más altas en comparación con los demás prestadores, esto no evidencia una mejor calidad del servicio.

Llama la atención casos como el de la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., CODENSA S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., que aun cuando presentan unos de los menores ingresos por suscriptor más bajos con respecto a los demás prestadores, 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 2.858,01 \$/USD\$.

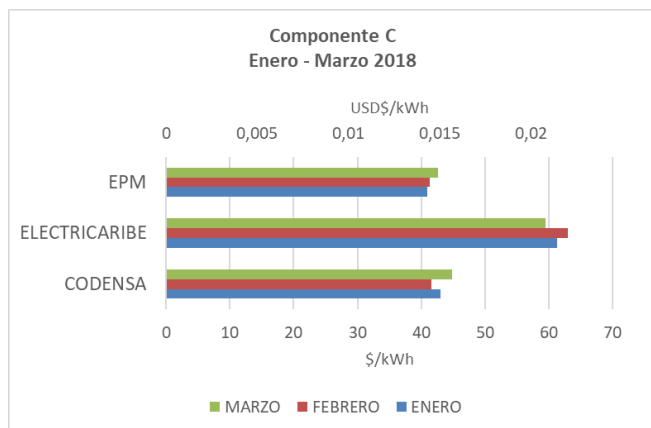
Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un aumento de 0,25 \$/kWh en promedio para el primer trimestre del 2018 pasando de 48,37 \$/kWh a 48,62 \$/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 40,92 \$/kWh, en el mes de enero; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de febrero para la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 62,96 \$/kWh, presentando un incremento de 1,11 \$/kWh en promedio durante el trimestre 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	43,06	41,62	44,67
ELECTRICARIBE	61,31	62,96	59,26
EPM	40,92	41,28	42,52

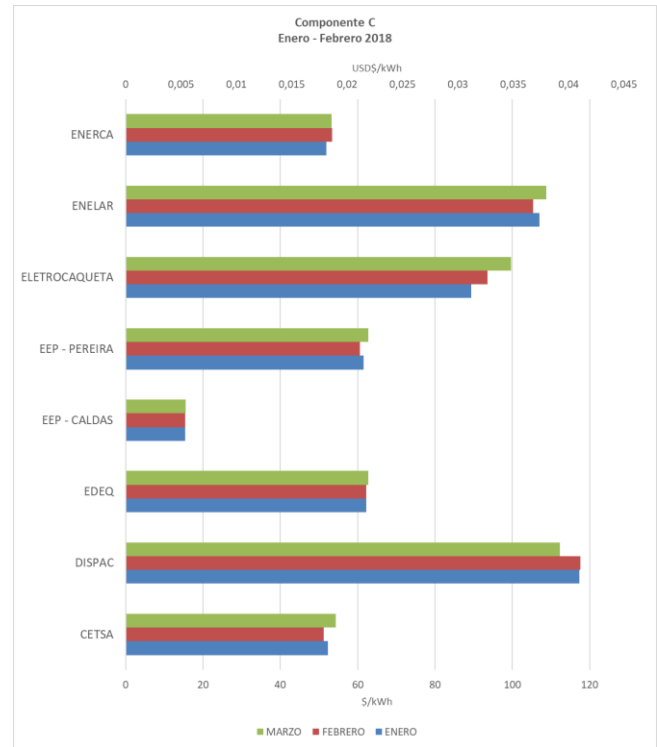
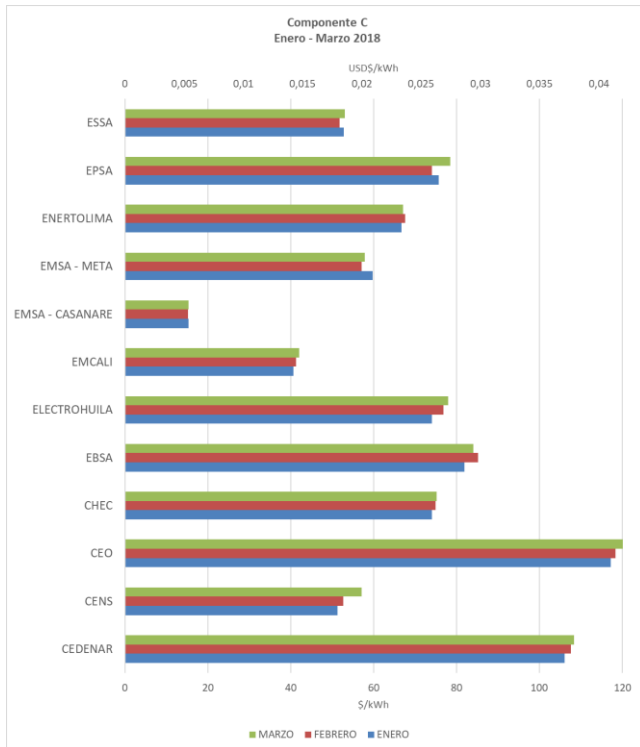


Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de 68,85 \$/kWh para el primer trimestre del año 2018, significando esto una disminución de 3,04 \$/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 con un valor igual a 15,29 \$/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 octubre, con un valor de 126,81 \$/kWh.

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, definido por la SSPD para efectos de este boletín. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el volumen en ventas en estas áreas; por lo anterior generan un impacto en el valor final del Componente de Comercialización.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	106,01	107,59	107,92
CENS	51,25	52,71	56,85
CEO	117,22	118,28	126,81
CHEC	74,09	74,88	74,84
EBSA	81,95	85,17	83,67
ELECTROHUILA	74,07	76,86	77,64
EMCALI	40,69	41,28	41,85
EMSA - CASANARE	15,32	15,30	15,29
EMSA - META	59,74	57,09	57,69
ENERTOLIMA	66,69	67,64	66,84
EPSA	75,65	74,12	78,20
ESSA	52,75	51,73	52,83



Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2018 de 70,07 \$/kWh, 0,14 \$/kWh por debajo del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de febrero de 2018 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 15,28 \$/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 2018 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con un valor de 117,45 \$/kWh, 3,9 \$/kWh por debajo del valor más alto registrado en el trimestre inmediatamente anterior. Esto podría explicarse debido al incremento en las ventas a usuarios regulados tenidas en cuenta para el cálculo del subcomponente Remuneración de costos asociados a la atención de usuarios regulados (CvR).

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	52,29	51,20	53,97
DISPAC	117,34	117,45	111,67
EDEQ	62,26	62,15	62,41
EEP - CALDAS	15,46	15,35	15,38
EEP - PEREIRA	61,50	60,57	62,37
ELETROCAQUETA	89,31	93,43	99,11
ENELAR	107,00	105,29	108,12
ENERCA	51,84	53,36	52,91

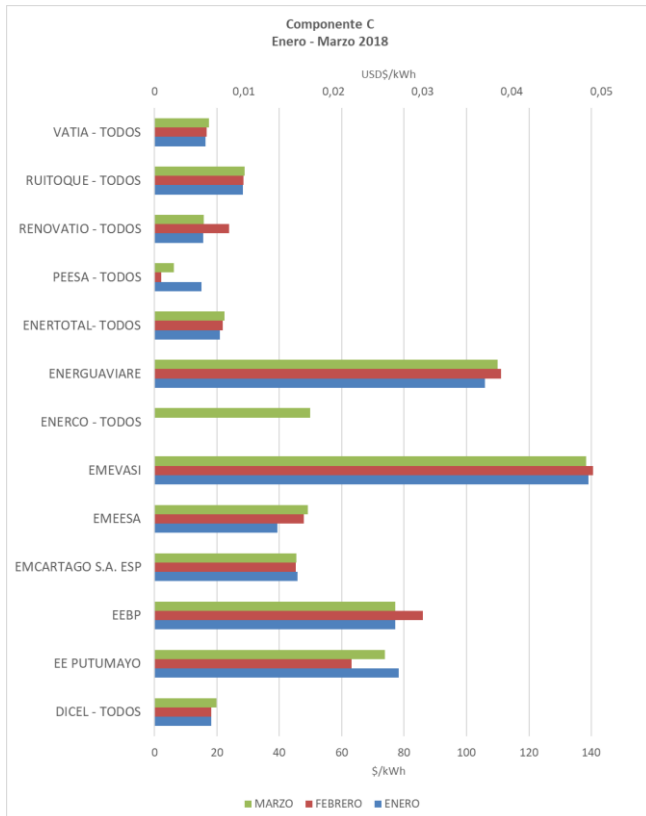
Grupo 4

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., Dicl 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 50,17 \$/kWh para el primer trimestre de 2018, un valor inferior en 1,89 \$/kWh con respecto al 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 2,17 \$/kWh en el mes de febrero; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de febrero con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P., con un valor igual a 140,38 \$/kWh.

Las grandes variaciones en este componente para PEESA S.A. E.S.P. se deben al ingreso de la misma a los diferentes mercados de comercialización donde siempre, el primer valor del componente publicado corresponde al del Comercializador Incumbente, razón por la cual se afecta el promedio simple del componente en este trimestre.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL - TODOS	18,23	18,26	19,68
EE PUTUMAYO	78,18	63,17	73,45
EEBP	77,11	85,87	76,80
EMCARTAGO S.A. ESP	45,93	45,34	45,29
EMEESA	39,43	47,80	48,81
EMEVASI	139,15	140,38	137,58
ENERCO - TODOS			49,58
ENERGUAVIARE	105,96	111,06	109,33
ENERTOTAL - TODOS	20,96	21,85	22,40
PEESA - TODOS	15,16	2,17	6,26
RENOVATIO - TODOS	15,65	23,84	15,67
RUITOQUE - TODOS	28,35	28,43	28,72
VATIA - TODOS	16,45	16,75	17,33



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.

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	34,24	34,93	36,00
CENS S.A. ESP	32,99	33,77	34,43
CEO S.A. S ESP	33,12	33,23	34,59
CETSA S.A. ESP	29,97	31,82	32,46
CHEC S.A. ESP	32,26	33,66	34,09
CODENSA S.A. ESP	29,12	33,16	34,20
DICEL S.A. ESP*	35,72	37,49	38,15
DISPAC S.A. ESP	35,87	35,39	36,81
EBSA S.A. ESP	31,76	33,81	33,68
EDEQ S.A. ESP	29,45	30,16	30,64
EE PUTUMAYO S.A. ESP	34,86	42,44	42,64
EEBP S.A. ESP	33,44	35,57	37,38
EEP S.A. ESP*	34,03	34,32	34,73
ELECTRICARIBE S.A. ESP	30,88	29,91	33,51
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	31,16	36,40	38,36
ELECTROHUILA S.A. ESP	31,09	34,54	36,71
EMCALI ESP	35,94	37,47	38,15
EMCARTAGO S.A. ESP	21,46	25,33	28,41
EMEESA S.A. ESP	22,25	47,83	49,99
EMEVASI S.A. ESP	33,59	35,71	37,63
EMSA S.A. ESP*	32,20	32,61	33,19
ENELAR S.A. ESP	34,00	39,67	40,70
ENERCA S.A. ESP	35,59	36,92	38,18
ENERCO S.A. E.S.P.*			35,89
ENERGUAVIARE ESP	31,33	34,52	36,47
ENERTOLIMA S.A. ESP	34,32	34,01	35,24
ENERTOTAL S.A. ESP*	45,70	45,90	46,57
EPM S.A. ESP	30,97	32,46	32,85
EPSA S.A. ESP	33,24	35,45	36,12
ESSA S.A. ESP	32,77	32,76	33,14
PEESA S.A. ESP*	32,23	32,53	37,09
RENOVATIO S.A. ESP*	31,67	34,02	36,34
RUITOQUE S.A. ESP*	41,44	43,19	44,10
VATIA S.A. ESP*	36,48	35,68	36,66

* 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 la Empresa Municipal de Cartago E.S.P. en el mes de enero de 2018 con un valor de 21,46 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de marzo de 2018 para la empresa EMEESA S.A. E.S.P. con 49,99 \$/kWh.

8. Componente de Restricciones (R)

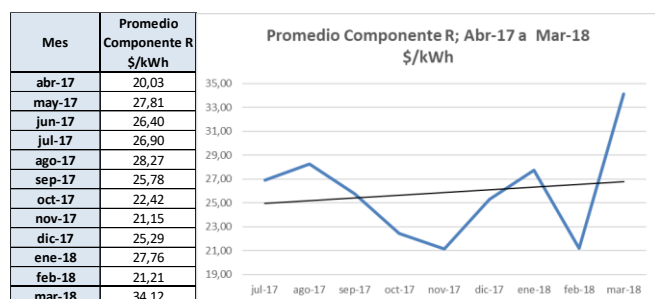
En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos

de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este trimestre se presentó un caso particular que afectó directamente el valor del componente de Restricciones de todas las empresas del país para el mes de marzo que, de acuerdo con la metodología tarifaria, es calculado con base en información de febrero de 2018.

En el mes de febrero de 2018, por situaciones de orden público y tal como lo registraron varios medios de comunicación, fueron derribadas varias torres de los circuitos Porce - Cerromatoso y Copey - Ocaña lo que afectó la conexión del interior con la zona norte del país afectando el normal funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y aumentando la generación de energía eléctrica por seguridad.

A continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de restricciones de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de abril de 2017 a marzo de 2018, en donde se puede evidenciar el crecimiento promedio de 12,91 \$/kWh en marzo respecto a febrero, siendo el valor más alto en el periodo de 12 meses analizado.



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 10,29% del valor promedio de las restricciones aliviadas del primer trimestre, estando 0,74% por debajo respecto al cuarto trimestre de 2017.

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 7,59% de las restricciones aliviadas del presente trimestre.

Igualmente, la participación durante el trimestre 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", fue de 4,52% y solo presentó para el mes de enero de 2018.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como TIE fuera de mérito, Rentas de congestión, entre otros conceptos que representan el 5,55% aproximadamente del valor promedio de las restricciones aliviadas asignadas para el primer trimestre.

9. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que la regulación establece un único cargo de distribución por ADD, como se explicó anteriormente, a continuación, se presenta una comparación del CU de los diferentes agentes de mercado que participan en un ADD específico.

Promedio mensual, costo unitario por ADD \$/kWh

ADD	EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO
CENTRO	CENS S.A. ESP	490,17	494,14	516,99
	CHEC S.A. ESP	507,12	514,21	533,94
	DICEL S.A. ESP*	473,16	484,70	506,25
	EDEQ S.A. ESP	493,06	494,08	512,25
	EEP S.A. ESP*	482,73	484,09	503,83
	ENERCO S.A. E.S.P.			499,62
	ENERTOTAL S.A. ESP*	537,30	538,44	558,18
	EPM S.A. ESP	467,58	474,47	491,96
	ESSA S.A. ESP	490,16	485,31	506,73
	PEESA S.A. ESP*	473,08	445,87	480,50
	RENOVATIO S.A. ESP*	447,09	472,71	489,85
	RUITOQUE S.A. ESP*	535,40	546,41	566,27
	VATIA S.A. ESP*	481,87	469,52	492,32
PROMEDIO	489,89	491,99	512,21	

ADD	EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO
OCCIDENTE	CEDENAR S.A. ESP	547,99	548,86	564,31
	CEO S.A.S ESP	550,30	547,47	572,90
	CETSA S.A. ESP	480,48	489,68	505,10
	DICEL S.A. ESP*	475,99	484,21	499,53
	EMCALI ESP	492,33	499,09	513,32
	EMCARTAGO S.A. ESP	401,18	421,53	451,97
	EMEESA S.A. ESP	432,28	467,20	481,54
	ENERCO S.A. E.S.P.			501,34
	ENERTOTAL S.A. ESP*	568,48	564,73	577,79
	EPSA S.A. ESP	506,32	517,56	534,10
	PEESA S.A. ESP*	439,25	436,79	453,44
	RENOVATIO S.A. ESP		479,32	473,32
	VATIA S.A. ESP*	475,37	461,56	476,91
PROMEDIO	488,18	493,17	508,12	
ADD	EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO
ORIENTE	CODENSA S.A. ESP	447,24	476,27	498,38
	DICEL S.A. ESP*	465,78	479,41	498,45
	EBSA S.A. ESP	500,78	518,40	522,01
	ELECTROHUILA S.A. ESP	490,73	513,28	542,07
	ENELAR S.A. ESP	548,43	584,29	608,13
	ENERCO S.A. E.S.P.			488,00
	ENERTOTAL S.A. ESP*	509,33	514,22	531,51
	PEESA S.A. ESP*	434,53	438,22	457,40
	RENOVATIO S.A. ESP*	435,84	452,29	477,85
	RUITOQUE S.A. ESP*	503,43	517,08	535,04
	VATIA S.A. ESP*	467,59	461,19	481,03
	PROMEDIO	480,37	495,47	512,71
	ADD	EMPRESA	ENERO	FEBRERO
SUR	DICEL S.A. ESP*	497,27	498,33	513,36
	EE PUTUMAYO S.A. ESP	558,91	583,73	603,03
	EEBP S.A. ESP	548,01	556,00	570,00
	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	543,16	571,42	596,66
	EMEVASI S.A. ESP	610,67	605,72	622,01
	EMSA S.A. ESP	495,83	484,97	500,41
	ENERCA S.A. ESP	541,91	536,12	554,44
	PEESA S.A. ESP*	469,90	460,52	477,94
	VATIA S.A. ESP*	502,96	486,70	504,48
	PROMEDIO	529,85	531,50	549,15

ADD	EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO
SIN ADD	DICEL S.A. ESP*	458,08	464,35	485,57
	DISPAC S.A. ESP	541,92	524,54	547,81
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	431,29	418,04	454,88
	ENERGUAVIARE ESP	504,44	528,79	550,71
	ENERTOLIMA S.A. ESP	535,08	525,73	546,90
	ENERTOTAL S.A. ESP*	524,60	519,63	539,20
	PEESA S.A. ESP*	446,15	410,46	452,41
	RENOVATIO S.A. ESP		434,29	426,37
	VATIA S.A. ESP*	467,28	450,46	472,48
	PROMEDIO	488,60	475,14	497,37

* El valor de CU mostrado corresponde al promedio simple de los mercados que atiende en cada uno de los ADD.

En promedio para este primer trimestre, el CU más bajo correspondió a las empresas que participan donde no hay un ADD con un valor de 486,98 \$/kWh. Por otro lado, el CU promedio más alto para el este trimestre correspondió nuevamente al ADD Sur, con un valor igual a 536,83 \$/kWh y

un aumento de 11,67 \$/kWh respecto al último trimestre de 2017.

Por ADD, los menores valores promedios los tienen las empresas PEESA S.A. E.S.P. en el ADD Centro con 445,87 \$/kWh en febrero, EMCARTAGO E.S.P. en el ADD Occidente con 401,18 \$/kWh en enero, nuevamente PEESA S.A. E.S.P. en el ADD Oriente con 434,53 \$/kWh en enero, otra vez PEESA S.A. E.S.P. en el ADD Sur con 460,52 \$/kWh en febrero y, finalmente, PEESA S.A. E.S.P. en los mercados sin ADD con 410,46 \$/kWh para febrero de 2018.

En las tablas mostradas anteriormente, pueden identificar en color rojo, los Costos Unitarios de Prestación del Servicio (CU) más altos para cada uno de los meses por área de distribución.

De igual manera, las tarifas que fueron aplicadas por cada uno de los comercializadores del SIN y agrupadas por ADD se especifican en el Anexo 2, así como también se incluyen las empresas que durante el cuarto trimestre se acogieron a la opción tarifaria según lo dispuesto en la Resolución CREG 168 de 2008 y las normas que la actualizan.

10. Usuarios no regulados

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

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse usuario no regulado, estableciendo que para ser considerado como este tipo de usuario, una persona natural o jurídica debe contar con una demanda máxima superior a 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 2018. Para el cálculo del CU, los campos y filtros tenidos en cuenta del formato 3, fueron los siguientes:

Campo 9: Sector

Campo 10: Tipo de Tarifa

Campo 13: ID Mercado

Campo 14: Consumo

Campo 16: Facturación por consumo

Campo 39: Tipo de factura

Adicionalmente se relacionó la información por empresa, mercado, usuario y nivel de tensión del primer trimestre de 2018 (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 buscando identificar valores atípicos de forma objetiva, 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 2018 y que es igual a 94,12 \$/kWh, correspondiente a enero 21 de 2018.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del primer trimestre de 2018, igual a 30,97 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 94,12 \$/kWh y el T promedio de 30,97 \$/kWh; el IPRSTN e IPR fueron definidos por la SSPD teniendo en cuenta los diferentes valores de los ORs.

- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del primer trimestre de 2018 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 definió un CDI de 40 \$/kWh.
- **Componente C:** Para el presente análisis la SSPD lo estimó en 2 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del primer trimestre de 2018 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado.

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

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	313,407
CENTRO	NT2	272,093
CENTRO	NT3	210,489
CENTRO	NT4	178,724
OCCIDENTE	NT1	301,983
OCCIDENTE	NT2	256,362
OCCIDENTE	NT3	214,347
OCCIDENTE	NT4	178,724
ORIENTE	NT1	302,030
ORIENTE	NT2	253,899
ORIENTE	NT3	225,165
ORIENTE	NT4	178,724
SUR	NT1	329,323
SUR	NT2	289,886
SUR	NT3	230,769
SUR	NT4	178,724
COSTA CARIBE	NT1	254,175
COSTA CARIBE	NT2	231,705
COSTA CARIBE	NT3	211,758
COSTA CARIBE	NT4	176,940
CHOCO	NT1	269,795
CHOCO	NT2	247,722
TOLIMA	NT1	327,735
TOLIMA	NT2	304,728
TOLIMA	NT3	211,230
TOLIMA	NT4	178,724

Los resultados obtenidos se detallan en el anexo 3 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 2018, nuevamente el CU promedio más alto corresponde a 495,97 \$/kWh para el sector Comercial atendido por ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el ADD Centro y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por EPM S.A. E.S.P. con 305,49 \$/kWh en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para este trimestre corresponde al comercializador integrado ELECTROHUILA

S.A E.S.P. con 482,91 \$/kWh en el sector Oficial en el ADD Sur; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde también a Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. con 260,66 \$/kWh para el sector Industrial del mercado de comercialización Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

consideren pertinentes de acuerdo a las facultades otorgadas por la ley.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre enero y marzo de 2018 corresponde por tercera vez consecutiva a la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., con 409,07 \$/kWh en el sector Distrito de Riego del ADD Occidente incrementándose en 14,05 \$/kWh respecto al trimestre anterior; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a 247,86 \$/kWh para la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. en el sector Industrial del mercado de comercialización Tolima que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para el primer trimestre del año 2018 corresponde de nuevo a la AES CHIVOR con 337,89 \$/kWh en el sector Industrial del ADD oriente; por su parte, EPM S.A. E.S.P presenta el menor valor promedio con 212,05 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Sur.

Conectados directamente al STN

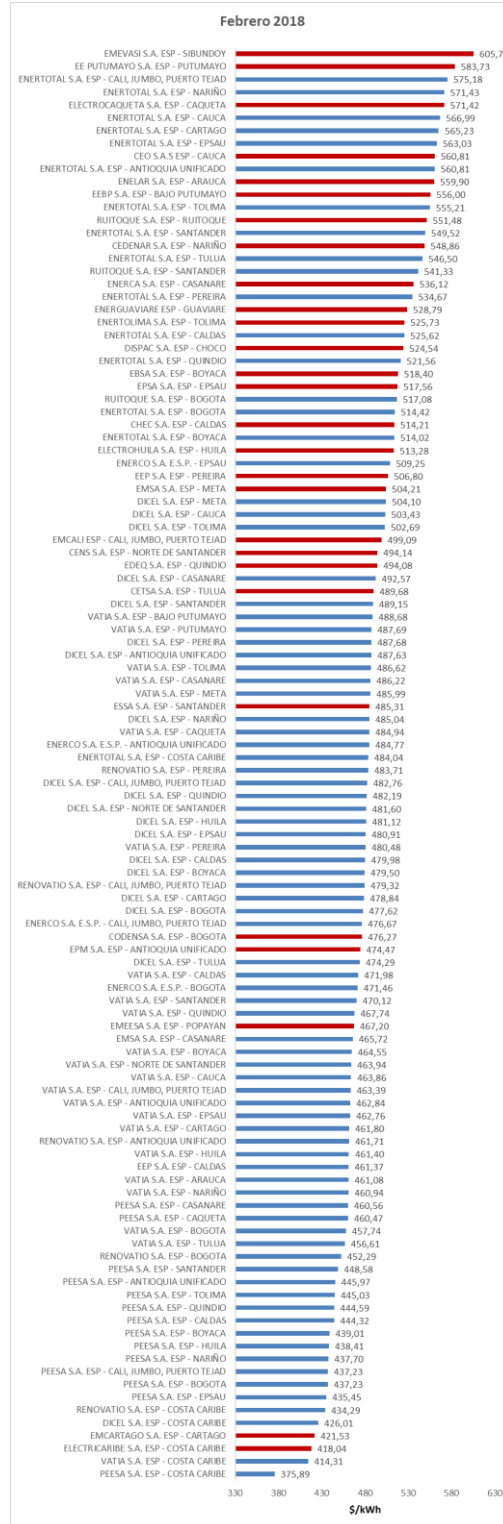
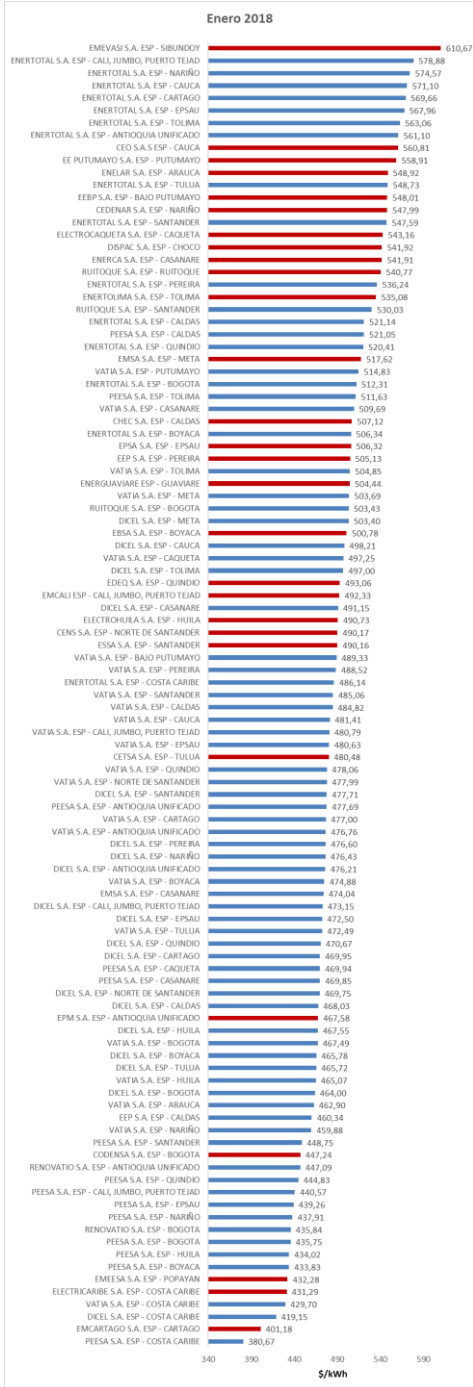
De acuerdo con la información reportada por los prestadores para el primer trimestre de 2018, la empresa ISAGEN S.A. E.S.P. es la única que tiene participación en este nivel de tensión, en el sector Industrial, con un valor promedio del CU de 252,57 \$/kWh estando 8,04 \$/kWh por encima comparado con finales del año 2017.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo 3 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

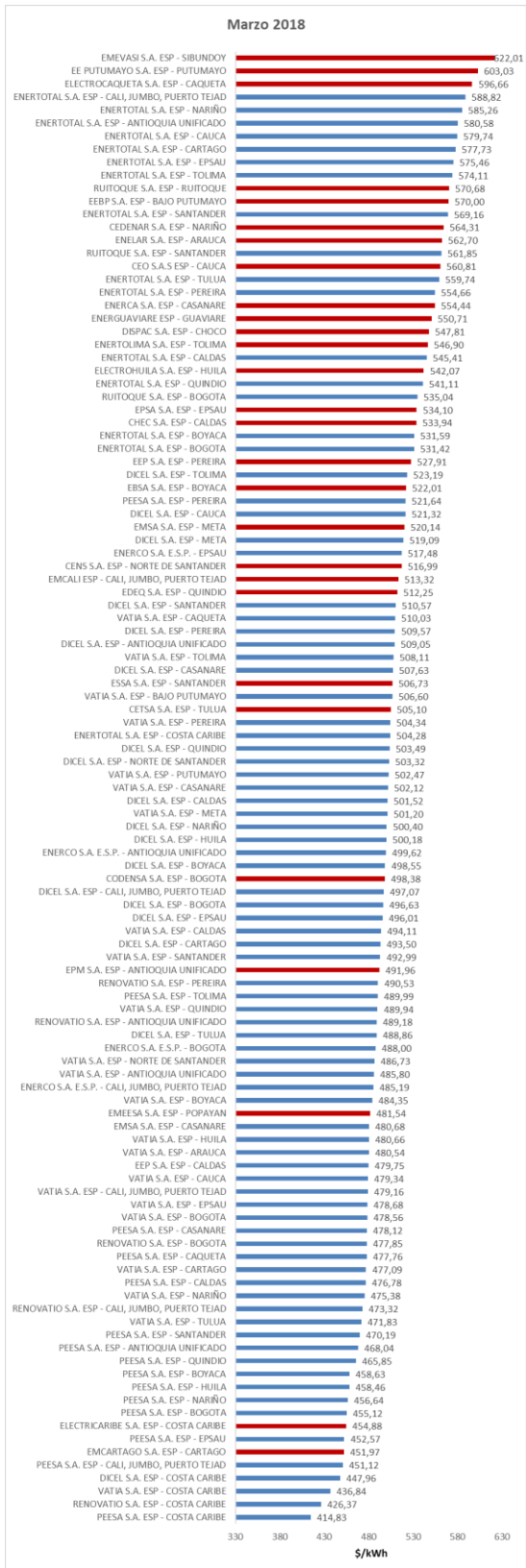
Anexo 1

Ranking Tarifa plena aplicada (\$/kWh) en el Trimestre 2018 – Estrato 4⁶



⁶ Las barras en color rojo corresponden a las empresas incumbentes del mercado; las barras en color azul corresponden a las empresas entrantes del mercado.





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

Anexo 2

Tarifas Aplicadas por Empresa y mercado del I Trimestre 2018

1. Empresas que aplicaron opción tarifaria en el primer trimestre de 2018

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kWh)	CU 168 (\$/kWh)
ENERO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	550,30	560,81
ENERO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	548,43	548,92
FEBRERO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	547,47	560,81
FEBRERO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	584,29	559,90
MARZO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	572,90	560,81
MARZO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	608,13	562,70

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

2. Tarifas Aplicadas (\$/kWh) por estrato

Enero de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	215,82	269,78	404,77	476,21
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	246,92	308,66	476,93	561,10
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	208,36	260,45	397,44	467,58
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO				477,69
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO				447,09
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	229,42		405,24	476,76
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	227,08	276,97	431,05	507,12
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	197,52	246,89	397,82	468,03
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO				460,34
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				521,14
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO				521,05
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO		281,07	412,09	484,82
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	210,52	263,16	416,65	490,17
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	201,84	252,30	399,29	469,75
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO			406,29	477,99
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	216,64	270,80	405,11	476,60
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	210,29	262,86	429,36	505,13
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				536,24
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO			415,24	488,52
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	210,61	263,26	400,07	470,67
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	221,77	277,21	419,10	493,06
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				520,41
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO				444,83
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO			406,35	478,06
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO			459,65	540,77
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	215,60	269,50	406,05	477,71
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				547,59
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	209,15	261,43	416,63	490,16
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO				448,75
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO			450,53	530,03
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO		288,56	412,30	485,06

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	214,36	267,94	402,18	473,15
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	220,76	275,95	418,48	492,33
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	245,19	306,49	492,05	578,88
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE				440,57
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			279,89	408,67
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	211,35	264,19	399,46	469,95
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	227,64	284,56	341,00	401,18
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE				569,66
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			405,45	477,00
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	224,33	280,41	476,69	560,81
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	228,12	285,14	423,48	498,21
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	254,49	318,11	485,43	571,10
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			409,20	481,41
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	212,81	266,01	401,63	472,50
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	255,18	318,98	482,77	567,96
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	218,02	272,52	430,37	506,32
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE				439,26
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	222,69	278,36	408,53	480,63
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	233,56	291,96	465,79	547,99
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	216,69	270,86	404,96	476,43
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	254,37	317,96	488,38	574,57
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE				437,91
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			390,89	459,88
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	211,22	264,02	367,43	432,28
TULUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	204,65	255,82	408,41	480,48
TULUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	209,72	262,15	395,86	465,72
TULUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE				548,73
TULUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			401,62	472,49

Marzo de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	218,71	273,39	432,69	509,05
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	250,23	312,79	493,49	580,58
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM S.A. ESP	CENTRO	211,15	263,93	418,17	491,96
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO				468,04
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO				489,18
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	232,49		412,93	485,80
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO				499,62
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	230,14	280,69	453,85	533,94
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	200,61	250,76	426,29	501,52
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO				479,75
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				545,41
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO				476,78
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO		284,83	419,99	494,11
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	212,53	265,66	439,44	516,99
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	204,54	255,88	427,83	503,32
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO			413,72	486,73
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	219,54	274,42	433,13	509,57
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	213,11	266,38	448,72	527,91
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				554,66
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO				521,64
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO				490,53
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO			428,69	504,34
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	213,42	266,78	427,97	503,49
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	224,74	280,92	435,41	512,25
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				541,11
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO				465,85
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO			416,45	489,94
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO			485,08	570,68
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	218,48	273,10	433,98	510,57
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO				569,16
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	211,95	264,93	430,72	506,73
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO				470,19
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO			477,57	561,85
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO		292,43	419,04	492,99

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	217,22	271,53	422,51	497,07
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	223,72	279,65	436,32	513,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	248,47	310,59	500,50	588,82
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE				451,12
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE				473,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE		283,64	407,28	479,16
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE				485,19
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	214,18	267,72	419,48	493,50
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	230,69	288,37	384,17	451,97
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE				577,73
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			405,53	477,09
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	224,33	280,41	476,69	560,81
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	231,17	288,96	443,13	521,32
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	257,90	322,37	492,77	579,74
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			407,44	479,34
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	215,66	269,57	421,61	496,01
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	242,53	303,16	488,68	575,46
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	220,94	276,17	453,98	534,10
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE				452,57
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	225,67	282,09	406,88	478,68
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE				517,48
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	236,70	295,87	479,67	564,31
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	219,59	274,49	425,34	500,40
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	257,77	322,22	497,47	585,26
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE				456,64
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			404,07	475,38
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	214,04	267,55	409,31	481,54
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	207,40	259,25	429,34	505,10
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	212,52	265,65	415,53	488,86
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE				559,74
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE			401,06	471,83

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	237,42	296,78	478,30	562,70
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE			408,46	480,54
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	202,91	253,64	423,62	498,38
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	210,34	262,93	422,13	496,63
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	246,28	307,85	451,71	531,42
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE				455,12
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE				477,85
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE			454,78	535,04
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE			406,78	478,56
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE				488,00
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	211,09	263,86	423,77	498,55
BOYACÁ	EMSA S.A. ESP	ORIENTE	239,53	299,42	443,71	522,01
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE			451,85	531,59
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE				458,63
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE			411,70	484,35
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	210,85	263,57	425,15	500,18
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	226,61	283,26	460,76	542,07
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE				458,46
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE		268,06	408,56	480,66

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	239,68	299,60	484,50	570,00
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR			430,61	506,60
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	248,27	310,34	507,16	596,66
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR				477,76
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR				433,52
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	209,39	261,74	431,48	507,63
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	246,23	307,79	408,58	480,68
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	246,59	308,24	455,70	554,44
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR				478,12
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR				426,80
META	DICEL S.A. ESP	SUR	228,35	285,44	441,23	519,09
META	EMSA S.A. ESP	SUR	228,03	285,03	442,12	520,14
META	VATIA S.A. ESP	SUR				426,02
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	243,85	304,81	512,57	603,03
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR				427,10
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	250,75	313,43	528,70	622,01

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	224,74	282,04	465,64	547,81
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	200,30	250,38	380,76	447,96
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	197,47	236,97	386,65	454,88
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD				428,64
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD				414,83
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD				426,37
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	206,34	257,92	371,32	436,84
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	256,44	293,80	468,11	550,71
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	226,64	283,30	444,72	523,19
TOLIMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	226,92	283,65	546,90	546,90
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD				574,11
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD				489,99
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD				431,89

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

Anexo 3. CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR					316,18		
CENS S.A. ESP	310,03						
CEO S.A.S ESP					242,88		
DICEL S.A. ESP			314,20		310,93		
EBSA S.A. ESP					404,55		
EEP S.A. ESP	408,69	384,02	365,70	403,51	345,45		390,44
ELECTRICARIBE S.A. ESP			369,76		298,54		
ELECTROHUILA S.A. ESP					424,75		
EMCALI ESP			336,99				
EMGESA SA ESP			339,76	371,97	269,51		324,64
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			340,17	391,50	335,31		
ENERTOLIMA S.A. ESP	392,93						
ENERTOTAL S.A. ESP			495,97		426,90		
EPM S.A. ESP	371,65		344,95	359,08	318,51	408,82	386,42
EPSA S.A. ESP			324,71		354,44		
ESANT S.A. ESP							410,76
GECELCA S.A. ESP					337,55		
GENERSA S.A.S. E.S.P.					370,10		
ISAGEN S.A. ESP					287,36		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					355,60		
PEESA S.A. ESP			443,42				
RUITOQUE S.A. ESP			368,32	403,54	361,87		485,26
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			177,02				
VATIA S.A. ESP			360,64		370,10		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. 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	420,04	419,68		437,97		403,23	425,16
CEO S.A.S ESP	368,18	383,45				350,13	328,65
CETSA S.A. ESP		386,20				382,67	367,88
DICEL S.A. ESP		357,96				373,68	
EEP S.A. ESP	392,62						
ELECTRICARIBE S.A. ESP		383,03					
ELECTROHUILA S.A. ESP						315,87	
EMCALI ESP	423,81	376,05		380,66	376,95	340,59	355,06
EMEESA S.A. ESP						331,68	332,95
EMGESA SA ESP		354,08				365,08	350,82
EPM S.A. ESP		318,94				305,49	
EPSA S.A. ESP		393,48	409,00			364,08	364,12
PEESA S.A. ESP		382,26					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		176,78					
VATIA S.A. ESP							

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. 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							338,04		
DICEL S.A. ESP			369,54				376,04		
EBSA S.A. ESP	432,77			351,96	386,27	382,17	371,72		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			387,53				425,47		
ELECTROHUILA S.A. ESP	411,07		355,08	353,51			342,21		387,29
EMCALI ESP			364,97						389,83
EMGESA SA ESP		378,60	351,52		332,43	348,14	313,93	384,49	382,37
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					414,45		399,65		
ENERTOLIMA S.A. ESP	441,84		388,40						397,31
ENERTOTAL S.A. ESP						467,30	425,72		
EPM S.A. ESP			318,85				250,75		360,62
EPSA S.A. ESP			398,60	402,49			363,19		
GECELCA S.A. ESP							287,81		
GENERSA S.A.S. E.S.P.			412,45				373,10		
ISAGEN S.A. ESP				329,30			261,48		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							348,79		
PEESA S.A. ESP					401,46		375,78		
RUITOQUE S.A. ESP		355,61					405,73		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			177,32						
VATIA S.A. ESP			365,81				407,94		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EBSA S.A. ESP			474,21	434,62	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		435,59			
ELECTROHUILA S.A. ESP					482,91
EMEVASI S.A. ESP	463,14				
EMGESA SA ESP		492,76		310,77	434,93
EMSA S.A. ESP	375,18			271,32	
ENERCA S.A. ESP				319,76	369,75
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				294,13	
ENERTOLIMA S.A. ESP				355,22	437,63
ENERTOTAL S.A. ESP	464,15				
EPM S.A. ESP		345,14			410,71
ISAGEN S.A. ESP				349,98	
RUITOQUE S.A. ESP		391,05			
VATIA S.A. ESP				367,15	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		416,45		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	376,75	373,25	342,82	335,97
EMGESA SA ESP		373,35		
EPM S.A. ESP		331,91		339,48
PEESA S.A. ESP		412,76		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		176,60		
VATIA S.A. ESP		320,74		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP	354,41

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2018. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR				283,23		
ELECTRICARIBE S.A. ESP		416,86				
ELECTROHUILA S.A. ESP				345,89		
EMGESA SA ESP		331,75		293,73	281,50	396,16
ENERTOLIMA S.A. ESP	438,81	390,62	409,41	361,69	388,22	392,37
EPM S.A. ESP		309,46		284,41		
EPSA S.A. ESP				346,54		
ISAGEN S.A. ESP				306,14		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				359,49		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		174,83				
VATIA S.A. ESP		319,64	277,41	351,79		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. 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	308,77						
DICEL S.A. ESP					352,30		
EBSA S.A. ESP					404,55		
EEP S.A. ESP	401,82	406,09	397,89	403,51	404,98		407,50
ELECTRICARIBE S.A. ESP			373,17		313,41		
ELECTROHUILA S.A. ESP					363,46		
EMCALI ESP			396,91				356,17
EMGESA SA ESP		415,44	368,46	371,97	353,45		383,48
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.					330,85		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			397,94	418,30	394,14		
ENERTOLIMA S.A. ESP	392,93						
ENERTOTAL S.A. ESP			400,89		414,61		
EPM S.A. ESP	373,89		346,07	351,26	362,93	367,87	355,46
EPSA S.A. ESP			397,65		385,71		
ESANT S.A. ESP							396,01
GECELCA S.A. ESP					337,55		
GENERSA S.A.S. E.S.P.					360,52		
ISAGEN S.A. ESP					353,25		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					415,85		
PEESA S.A. ESP					382,65		
RUITOQUE S.A. ESP			409,98	396,14	400,06		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			176,85				
VATIA S.A. ESP			366,66		374,48		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						340,05	
CEDENAR S.A. ESP	417,88	426,01		437,97		414,32	425,16
CEO S.A.S ESP	368,18	374,00				370,73	375,72
CETSA S.A. ESP	397,77	388,36				378,50	368,94
DICEL S.A. ESP		368,51				376,85	404,27
EEP S.A. ESP	392,62	365,25					
ELECTRICARIBE S.A. ESP		358,07				356,17	
ELECTROHUILA S.A. ESP						275,50	
EMCALI ESP	394,14	377,59		362,88	379,98	382,02	386,49
EMEESA S.A. ESP						341,22	332,47
EMGESA SA ESP		360,96				347,88	342,18
EPM S.A. ESP		323,42				337,11	
EPSA S.A. ESP	402,37	389,58	409,00			381,51	377,19
ISAGEN S.A. ESP						354,65	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						394,48	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		177,15					
VATIA S.A. ESP		342,33				379,26	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. 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							331,22		
CODENSA S.A. ESP	403,88								
DICEL S.A. ESP			366,20	447,68			353,28		361,78
EBSA S.A. ESP		386,39			386,27	382,17	384,55		
EEP S.A. ESP			359,33						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			367,63				360,22		
ELECTROHUILA S.A. ESP	404,72		376,29	386,77			349,51		400,69
EMCALI ESP			378,61				372,41		381,36
EMGESA SA ESP		350,97	346,08		366,71		340,09	383,20	351,19
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							353,82		
ENERTOLIMA S.A. ESP	374,78		385,17						396,12
ENERTOTAL S.A. ESP			345,84				389,52		
EPM S.A. ESP			317,92	377,95	379,03		289,29		365,62
EPSA S.A. ESP			373,44	399,20			371,40		373,26
GENERSA S.A.S. E.S.P.			286,79				344,39		
ISAGEN S.A. ESP				329,30			345,33		
PEESA S.A. ESP	472,66		375,55		349,39		364,24		
RUITOQUE S.A. ESP		355,61	367,70	350,74	355,64		363,63		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			177,28						
VATIA S.A. ESP			351,38				335,20		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP			424,52	
EBSA S.A. ESP			426,92	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		392,43		
ELECTROHUILA S.A. ESP		325,99		482,91
EMCALI ESP				421,92
EMGESA SA ESP		392,65	364,70	
EMSA S.A. ESP	364,32		380,98	
ENERCA S.A. ESP			402,18	369,75
ENERTOLIMA S.A. ESP				437,34
ENERTOTAL S.A. ESP	464,15			
EPM S.A. ESP		351,83		410,71
RUITOQUE S.A. ESP		391,05		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		176,98		
VATIA S.A. ESP			424,90	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. 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						315,52		
CEO S.A.S ESP		341,31				351,03		
DICEL S.A. ESP		343,45						
ELECTRICARIBE S.A. ESP	365,68	330,90	326,24	317,18	324,82	312,75		292,73
ELECTROHUILA S.A. ESP						260,66		
EMCALI ESP		363,87				349,58		320,67
EMGESA SA ESP		338,63			320,16	324,75	313,46	317,89
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.						292,21		
EPM S.A. ESP		298,31		314,94		308,65		288,51
EPSA S.A. ESP		318,11				352,82		
GECELCA S.A. ESP						360,59		
ISAGEN S.A. ESP						320,32		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						375,41		
PEESA S.A. ESP		370,19						
RUITOQUE S.A. ESP		329,09				365,99		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		177,20						
VATIA S.A. ESP		331,22				317,56		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		415,23				
EMGESA SA ESP		426,30				396,16
ENERTOLIMA S.A. ESP	434,45	456,71	457,76	454,59	435,68	460,02
EPM S.A. ESP		381,01		377,99		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		174,83				
VATIA S.A. ESP				413,83		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2018. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP	354,41	
ISAGEN S.A. ESP		335,57

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		314,20		317,80		
DICEL S.A. ESP		314,20		289,84		
EEP S.A. ESP	343,94	338,86		336,01		342,81
ELECTRICARIBE S.A. ESP		312,70		303,09		
EMCALI ESP		330,44		322,55		
EMGESA SA ESP		315,62		290,05		305,14
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		319,17	352,20	321,19		
ENERTOTAL S.A. ESP				273,68		
EPM S.A. ESP		287,58	299,43	284,81		267,43
EPSA S.A. ESP		315,18		340,09		
ISAGEN S.A. ESP				297,66		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				349,67		
RUITOQUE S.A. ESP		335,77		330,46		
TERPEL ENERGIA S.A.S.E.S.P		176,79				
VATIA S.A. ESP		321,81		327,05	276,57	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2018. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	381,01		375,69	
CEO S.A.S ESP			292,80	328,65
CETSA S.A. ESP			298,01	
DICEL S.A. ESP	280,72		325,40	
ELECTRICARIBE S.A. ESP			312,20	
EMCALI ESP	333,69		326,68	351,32
EMEESA S.A. ESP	347,53		303,57	285,01
EMGESA SA ESP	317,19		302,75	
EPM S.A. ESP	276,04		284,39	
EPSA S.A. ESP	337,56	409,07	326,11	
ISAGEN S.A. ESP			303,46	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			352,07	
RUITOQUE S.A. ESP			339,46	
VATIA S.A. ESP			277,57	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2018. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR					321,45		
DICEL S.A. ESP		311,85			341,67		
EBSA S.A. ESP			352,10		353,93		
ELECTRICARIBE S.A. ESP		333,40			322,15		
ELECTROHUILA S.A. ESP		299,87	349,38		307,72		374,02
EMCALI ESP		341,61			340,85		338,73
EMGESA SA ESP	321,30	305,18		302,68	306,38	348,03	
ENERTOLIMA S.A. ESP							
EPM S.A. ESP		284,37			298,41		
EPSA S.A. ESP		309,61			325,15		
GECELCA S.A. ESP					287,81		
ISAGEN S.A. ESP			301,95		305,23		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					349,59		
VATIA S.A. ESP		338,16			294,59		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2018. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	337,07	345,44	
EMGESA SA ESP	337,18	309,84	
EMSA S.A. ESP		301,42	
ENERCA S.A. ESP		310,07	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		294,13	
ENERTOLIMA S.A. ESP	349,47	354,56	374,37
EPM S.A. ESP	293,60	305,80	
EPSA S.A. ESP		338,17	
ISAGEN S.A. ESP		314,78	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		362,34	
VATIA S.A. ESP		348,57	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				353,07
ELECTRICARIBE S.A. ESP	319,33	299,59	292,23	285,35
ELECTROHUILA S.A. ESP				259,85
EMGESA SA ESP	312,63			325,19
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				273,76
EPM S.A. ESP	277,29			284,84
EPSA S.A. ESP		312,02		316,80
GECELCA S.A. ESP				278,04
ISAGEN S.A. ESP				313,90
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				356,53
VATIA S.A. ESP	282,36			275,12

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2018. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			283,23		
ELECTROHUILA S.A. ESP			247,86		
EMGESA SA ESP	291,44		293,73	281,50	396,16
ENERTOLIMA S.A. ESP	353,69	347,66	334,18	344,87	355,01
EPM S.A. ESP	279,48		286,53		
EPSA S.A. ESP			346,54		
ISAGEN S.A. ESP			306,14		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			359,49		
VATIA S.A. ESP	319,64	277,41	281,34		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		242,88	
EMGESA SA ESP		260,17	
EPM S.A. ESP	260,81	254,46	237,46
GECELCA S.A. ESP		239,71	
ISAGEN S.A. ESP		268,47	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	176,43		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2018. ADD Occidente (Cauca y Valle del Cauca)

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP		263,12
EPM S.A. ESP	249,02	
EPSA S.A. ESP	296,69	
ISAGEN S.A. ESP	255,94	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2018. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
AES CHIVOR	337,89	
EMGESA SA ESP	257,22	305,27
EPM S.A. ESP	245,82	
GECELCA S.A. ESP	238,94	
ISAGEN S.A. ESP	263,51	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2018. ADD Sur (Meta)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMSA S.A. ESP	240,82
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	235,45
EPM S.A. ESP	212,05

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ELECTRICARIBE S.A. ESP	268,84	262,59	
EMGESA SA ESP		270,80	266,18
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		233,05	
ISAGEN S.A. ESP		263,12	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre I 2018. ADD Oriente (Boyacá)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. ESP	252,57

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE