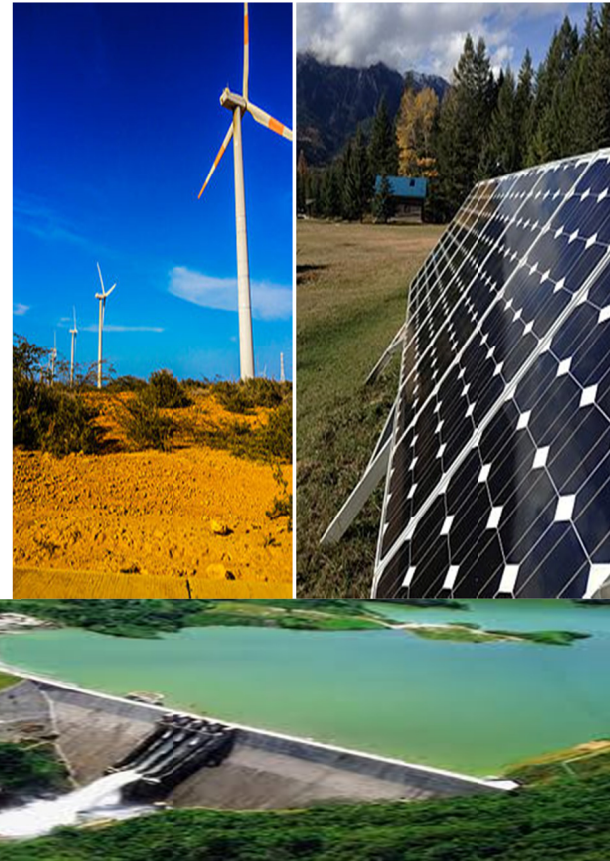


# Boletín Tarifario

## Octubre - Diciembre 2016



### Índice de contenido

	<b>Página 2</b>
Actualidad Tarifaria	
	<b>Página 3</b>
Panorama Nacional	
Componente de Distribución	
Componente de Generación y Comercialización	
	<b>Página 9</b>
Componente de Restricciones	
Componente de Pérdidas	
	<b>Página 10</b>
Componente de Transmisión	
Tarifas aplicadas	
Usuarios No Regulados	
	<b>Página 12</b>
Anexo 1	
	<b>Página 13</b>
Anexo 2	
	<b>Página 16</b>
Anexo 3	



## 1. Actualidad Tarifaria

Desde una perspectiva general, para este trimestre el componente de Generación estuvo en promedio 1,93 \$/kWh por debajo respecto al tercer trimestre del año, pasando de 193,35 \$/kWh a 191,42. \$/kWh representando un incremento negativo del -0,99%, lo anterior podría interpretarse como la estabilización de los costos de generación y compra de energía ya que, en el trimestre pasado, respecto al segundo trimestre la disminución promedio había sido de 13,03 \$/kWh debido a la crisis vivida el año pasado en el sistema energético nacional.

También vale la pena resaltar que el proceso de fusión de las empresas Codensa S.A. ESP y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP finalizó con la expedición de la Resolución CREG 199 del 21 de noviembre de 2016, con la cual se unificaron los costos y cargos de comercialización, transmisión y distribución de estas dos empresas. Se esperaba una disminución en la tarifa para los usuarios atendidos en el mercado Cundinamarca por este comercializador ya que se podría pensar en una mayor eficiencia administrativa y operativa influyendo directamente el componente de comercialización, pero de manera contraria para el mercado Bogotá (atendido siempre por Codensa) ya que podría haber un pequeño incremento..

Adicionalmente el proyecto de Resolución CREG 024 de 2016, que establecía una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, fue actualizado con el proyecto de Resolución CREG 176 de 2016 el cual fue puesto a comentarios hasta el 5 de diciembre de 2016.

A continuación, se mencionan las resoluciones más relevantes expedidas por la Comisión de Regulación durante el último trimestre de 2016:

Res CREG/2016	Temática
CREG 173	Por la cual se actualiza la base de activos de Transelca S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 176	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"
CREG 177	Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología

	para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"
CREG 186	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.
CREG 197	Por la cual se amplía el plazo de consulta del artículo 2 de la Resolución CREG 176 de 2016 Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"
CREG 198	Por la cual se amplía el plazo de consulta del artículo 2 de la Resolución CREG 177 de 2016 Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"
CREG 199	Costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P
CREG 200	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel de Tensión 4 operados por Empresas Municipales de Cali, EMCALI E.I.C.E. E.S.P., en el Sistema de Transmisión Regional, STR
CREG 229	Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Epsa
CREG 230	Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., Emcartago
CREG 231	Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., EMEESA
CREG 232	Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Ruitoque S.A. E.S.P.
CREG 233	Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Cetsa
CREG 241	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el Sistema

	de Transmisión Regional, STR.
<b>CREG 247</b>	Por la cual se aprueba el plan de inversiones para los años 2017 y 2018 y se ajusta la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC para el año 2017
<b>CREG 250</b>	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se amplía el plazo de aplicación de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 168 de 2008"

## 2. PANORAMA NACIONAL

El análisis se efectúa por cada uno de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio analizando el comportamiento promedio de cada uno en el último trimestre finalizado. Cabe resaltar que el CU es calculado con la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que las actualizan o modifican.

Teniendo en cuenta solo las empresas que son Operadores de Red y Comercializadoras, es decir excluyendo a los comercializadores puros, el CU más alto en el mes de octubre de 2016 fue de 576,48 \$/kWh para la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. ESP en su mercado Sibundoy mientras que el más bajo fue para Electricaribe S.A. ESP con 415,54 \$/kWh en el mercado Costa Caribe. En el mes de noviembre la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP tuvo el Costo Unitario de Prestación del Servicio más bajo con un valor de 417,72 \$/kWh y nuevamente la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. ESP tuvo el CU más alto con 567,39 \$/kWh.

En el mes de diciembre, Electricaribe S.A. ESP nuevamente presta su servicio con el valor del costo unitario de prestación del servicio más bajo con 434,03 \$/kWh y Empresa de Energía del Valle de Sibundoy obtuvo nuevamente el CU más alto con un valor de 579,08 \$/kWh.

Ninguna de las anteriores empresas mencionadas aplicó durante el trimestre la opción tarifaria, por lo que la tarifa aplicada a los usuarios de estrato 4 corresponde al mismo valor del CU. En el Anexo1, se muestra el ranking de la tarifa plena aplicada en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2016 para el estrato 4.

## 3. COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN

Para el análisis de este componente, se agruparon las empresas por Área de Distribución ADD y se creó un grupo denominado sin ADD para las empresas que no cumplieran

los criterios para ser clasificadas dentro de las áreas Centro, Oriente, Occidente o Sur.

El CU promedio más alto para este trimestre se encuentra en la ADD Sur con 511,43 \$/kWh, 3,59 \$/kWh por debajo respecto al promedio del mes anterior. La ADD con menor CU promedio corresponde a la ADD Oriente, con 469,44 \$/kWh, 0,85 \$/kWh por debajo respecto al trimestre tres. Se resalta respecto al promedio de la ADD Oriente, de las ocho (8) empresas que reportan información en los mercados del ADD, el comercializador ENELAR S.A. E.S.P aplicó opción tarifaria, según lo dispuesto en la Resolución CREG 168 de 2008.

En este trimestre, el CU promedio de diciembre en la ADD Sur es el más alto de todos los ADDs, y alcanzó un valor de 513,81 \$/kWh. Analizando específicamente el promedio trimestral del componente de DISTRIBUCIÓN de esta ADD, este se disminuyó en promedio respecto al tercer trimestre en 3,46 \$/kWh, es decir que el valor es de 190,24 \$/kWh.

### PROMEDIO MENSUAL COSTO UNITARIO POR ADD \$/kWh

ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
<b>CENTRO</b>	474,53	482,78	489,34
<b>OCCIDENTE</b>	464,46	467,03	478,32
<b>ORIENTE</b>	462,53	466,28	479,51
<b>SIN ADD</b>	466,45	471,05	478,81
<b>SUR</b>	511,26	509,22	513,81

### COMPONENTE D \$/kWh

Componente D (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
<b>CENTRO</b>	171,87	177,64	177,09
<b>OCCIDENTE</b>	156,76	155,71	161,69
<b>ORIENTE</b>	155,98	157,22	162,94
<b>SUR</b>	192,50	188,51	189,71

El componente de DISTRIBUCIÓN en promedio más alto se encuentra en el ADD Sur con 193,24 \$/kWh y el promedio más bajo corresponde a las empresas del ADD OCCIDENTE con un promedio de 158,06 \$/kWh, sin embargo, vale la pena mencionar que dicho promedio fue superado brevemente por el del ADD ORIENTE por un valor de 0.66 \$/kWh.

## 4. COMPONENTE DE GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Para este análisis, se determinó agrupar las empresas de acuerdo al número de usuarios ya que permite evidenciar a través del valor de estos componentes cómo las empresas

gestionan su actividad comercial logrando mayores eficiencias administrativas y la capacidad de negociación del precio de la energía a través de contratos a largo plazo que impactan directamente el valor de la tarifa a los usuarios.

Las empresas se agruparon en 4 grupos: 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 número de usuarios entre 1 y 49.999. La información del número de usuarios fue consultado del Sistema Único de Información SUI.

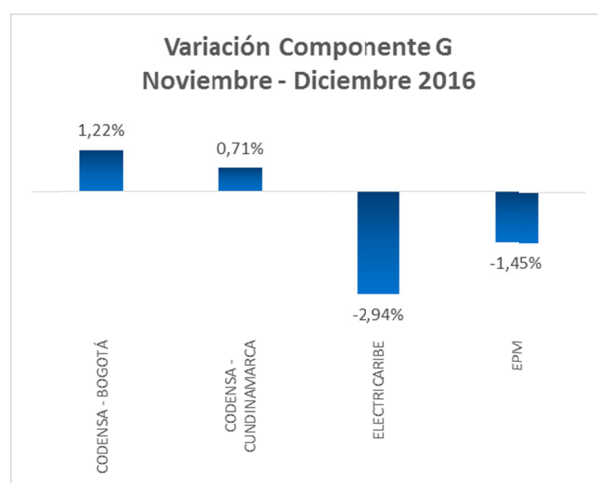
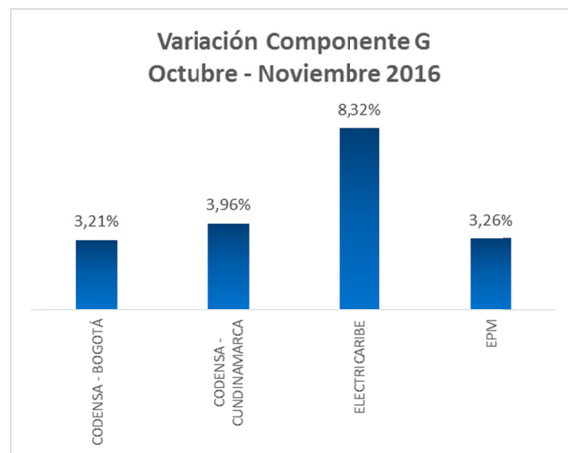
Adicionalmente se aclara que con el proceso de fusión de las empresas Codensa S.A. ESP y EEC S.A. ESP, Codensa en el trimestre participa con los mercados Bogotá y Cundinamarca ya que las tarifas aún no se encontraban unificadas.

## GENERACIÓN

### Grupo 1

El valor promedio del componente de Generación para este grupo es de 164,87 \$/kWh, 0,9 \$/kWh por encima respecto al trimestre anterior. En el trimestre, Electricaribe repite nuevamente con las variación más alta y más baja, un incremento de 8,32% pasando de 155,95 \$/kWh en octubre a 168,93 \$/kWh en noviembre y un decremento de -2,94% representado en un valor de 165,99 \$/kWh en el periodo de noviembre a diciembre.

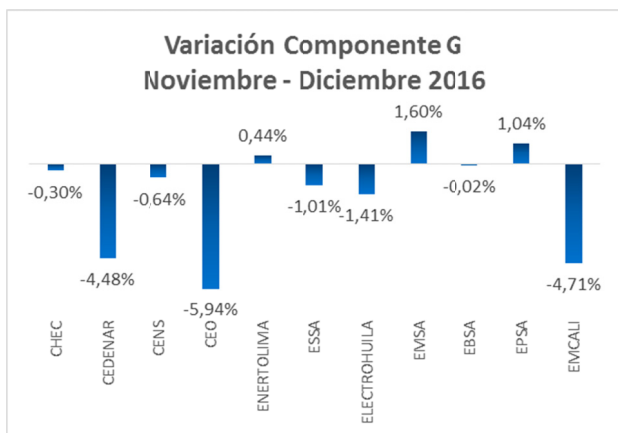
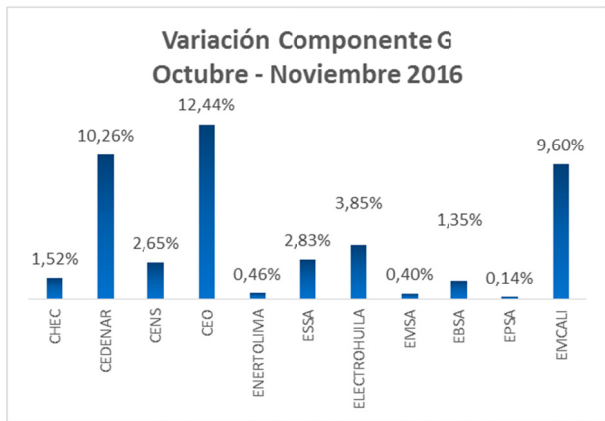
Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CODENSA - BOGOTÁ	161,63	166,82	168,86
CODENSA - CUNDINAMARCA	160,88	167,25	168,43
ELECTRICARIBE	155,95	168,93	163,97
EPM	162,52	167,82	165,38



### Grupo 2

El valor promedio del componente de Generación para el Grupo 2 es de 167,05 \$/kWh, estando levemente por encima del promedio del trimestre anterior en 0,08 \$/kWh. El valor máximo de G fue para la empresa EMCALI con un valor de 188,99 \$/kWh en noviembre, indicando una variación de 9,6% respecto al mes de octubre. El valor mínimo del componente lo publicó la Empresa de Energía del Pacífico en mes de octubre con un valor de 157,98 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CHEC	163,60	166,08	165,57
CEDENAR	161,65	178,24	170,25
CENS	162,44	166,74	165,67
CEO	161,29	181,35	170,58
ENERTOLIMA	167,47	168,24	168,98
ESSA	163,83	168,47	166,76
ELECTROHUILA	161,88	168,12	165,74
EMSA	163,39	164,04	166,66
EBSA	161,30	163,48	163,44
EPSA	157,98	158,20	159,85
EMCALI	172,44	188,99	180,09

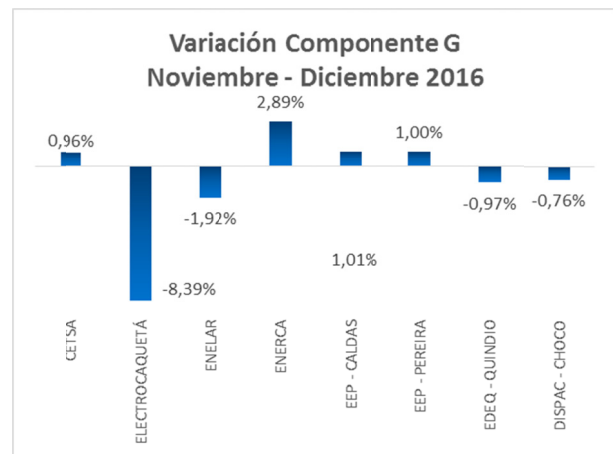
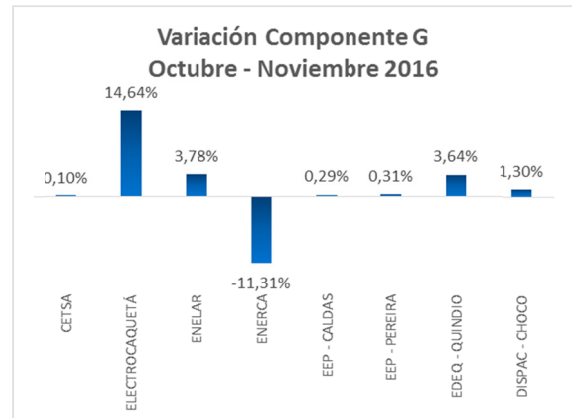


### Grupo 3

Para este grupo, el promedio del componente de Generación para el trimestre fue de 170,97 \$/kWh con un máximo de 208,04 \$/kWh para la empresa ENERCA S.A. ESP y un valor mínimo de 157,04 \$/kWh para la empresa CETSA S.A. ESP.

La variación negativa más alta es atribuida a la Empresa de Energía del Casanare S.A. ESP con un valor de 11,31% pasando de 208,04 \$/kWh en octubre a 184,52 \$/kWh en noviembre, es decir una disminución de 23,53 \$/kWh. El mayor incremento se presentó para la empresa ELECTROCAQUETÁ con un valor de 14,64%, incrementándose en 24,20 \$/kWh el valor de G del mes de noviembre y a su vez la segunda variación más baja para el mes de Diciembre con un valor de -8,39% equivalente de 15,90 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	157,04	157,19	158,70
ELECTROCAQUETÁ	165,26	189,46	173,56
ENELAR	173,77	180,34	176,87
ENERCA	208,04	184,52	189,85
EEP - CALDAS	157,36	157,81	159,40
EEP - PEREIRA	158,22	158,71	160,30
EDEQ - QUINDIO	161,07	166,93	165,31
DISPAC - CHOCHO	180,12	182,46	181,07



### Grupo 4

Para el análisis de este grupo, debido al gran número de mercados que atienden los comercializadores puros VATIA, ENERTOTAL y DICEL, se realizó un promedio simple en el componente de Generación de las tres empresas con el objeto de facilitar la visualización de las tablas y las gráficas. Las variaciones para estos tres comercializadores puros se calcularán con base en el promedio realizado anteriormente.

Para este grupo, el promedio mensual de Generación fue de 192,1 \$/kWh en octubre, 191,79 \$/kWh en noviembre y 189,45 \$/kWh en diciembre. El promedio trimestral más alto lo tuvo el comercializador puro ENERTOTAL con 222,83

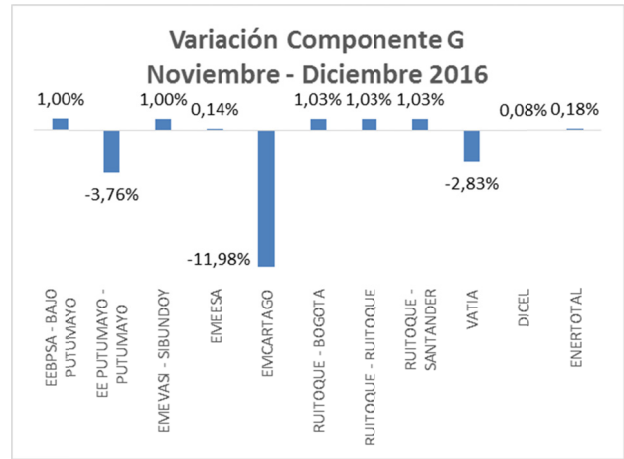
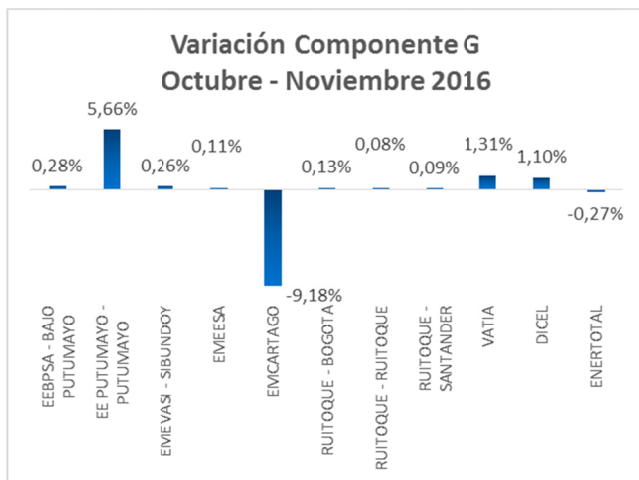
\$/kWh y el promedio más bajo fue de 151,67 \$/kWh para la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP.

Emcartago tuvo las variaciones negativas más altas en el trimestre, valores de -9,18% y -11,98% con componentes de Generación en octubre, noviembre y diciembre de 213,84 \$/kWh, 194,21 \$/kWh y 170,95 \$/kWh respectivamente.

El valor más alto de Generación lo tiene nuevamente la empresa ENERTOTAL en el mes de octubre con 223,1 \$/kWh y el valor mínimo corresponde a 151,49 \$/kWh también en el mes de octubre para EMEESA.

VATIA, quien atiende 22 mercados, en el mes de octubre tuvo un promedio del componente G de 196,72 \$/kWh, en noviembre un promedio de 199,29 \$/kWh y en diciembre un promedio de 193,66 \$/kWh. Los promedios para DICEL, con 20 mercados, tienen un valor de Generación por encima de 185 \$/kWh y un techo de 190,2 \$/kWh. ENERTOTAL con 22 mercados tiene en promedio su componente G por encima de los 220 \$/kWh con un pico de 249,14 \$/kWh en el mercado Cartago.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DIEMBRE
EEBPSA - BAJO PUTUMAYO	163,51	163,96	165,60
EE PUTUMAYO - PUTUMAYO	184,46	194,90	187,57
EMEVASI - SIBUNDOY	165,15	165,57	167,23
EMEESA	151,49	151,66	151,87
EMCARTAGO	213,84	194,21	170,95
RUITOQUE - BOGOTA	201,97	202,23	204,31
RUITOQUE - RUITOQUE	214,06	214,24	216,45
RUITOQUE - SANTANDER	210,87	211,07	213,24
VATIA	196,72	199,29	193,66
DICEL	187,98	190,05	190,2
ENERTOTAL	223,1	222,5	222,89

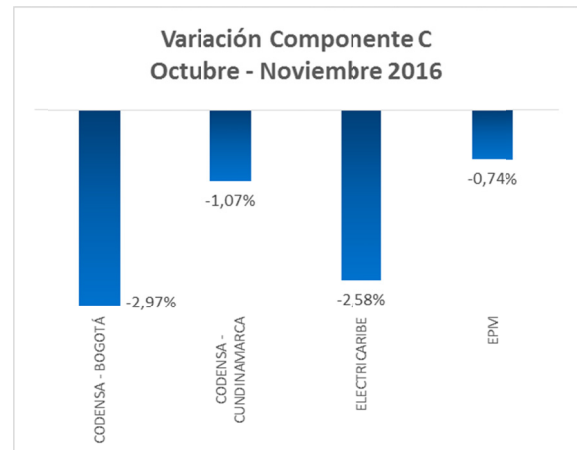


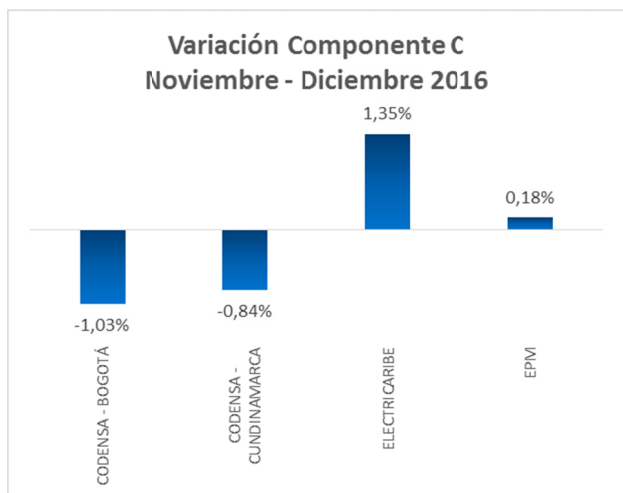
## COMERCIALIZACIÓN

### Grupo 1

CODENSA S.A. ESP en el mercado Bogotá junto con EPM S.A. ESP en el mercado Antioquia Unificado tienen los valores promedios más bajos en este componente, 36,58 \$/kWh y 39,98 \$/kWh respectivamente. Así mismo se puede observar los valores del componente C para el mercado Cundinamarca (los más altos de este grupo), lo que indica que Bogotá es un mercado concentrado que facilita la gestión comercial y operacional del mismo repercutiendo directamente en el componente de Comercialización. Por otro lado, CODENSA en el mercado Cundinamarca tiene los valores más altos del grupo por encima de 100 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DIEMBRE
CODENSA - BOGOTÁ	37,45	36,33	35,96
CODENSA - CUNDINAMARCA	107,38	106,23	105,34
ELECTRICARIBE	62,29	60,68	61,50
EPM	39,15	38,86	38,93

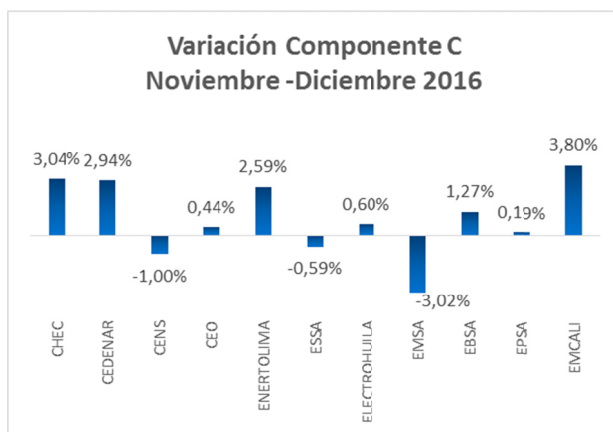
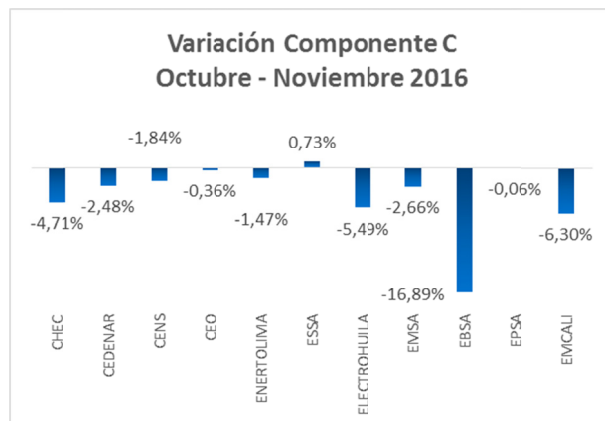




## Grupo 2

CEDENAR y CEO presentan componentes de Comercialización con valores por encima de los 100 \$/kWh, a la fecha ambos ya cuentan con el costos base de comercialización aprobado. EBSA es la tercera empresa con mayor valor promedio en componente C (87,72 \$/kWh). El valor más alto de comercialización para este grupo corresponde a la empresa CEO S.A. ESP con 112,67 \$/kWh en el mes de diciembre el cual tuvo una variación positiva de 0,44% respecto a noviembre de 2016. Le empresa EMCALI tuvo el valor de comercialización más bajo en el mes de noviembre con un valor de 37,66 \$/kWh. Estas dos empresas tuvieron el mismo comportamiento en el trimestre inmediatamente anterior.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CHEC	77,41	73,76	76,00
CEDENAR	109,28	106,57	109,70
CENS	49,00	48,10	47,62
CEO	112,58	112,17	112,67
ENERTOLIMA	62,54	61,62	63,21
ESSA	52,20	52,58	52,28
ELECTROHUILA	74,26	70,18	70,60
EMSA	57,18	55,66	53,98
EBSA	98,47	81,84	82,87
EPSA	67,39	67,35	67,48
EMCALI	40,19	37,66	39,09

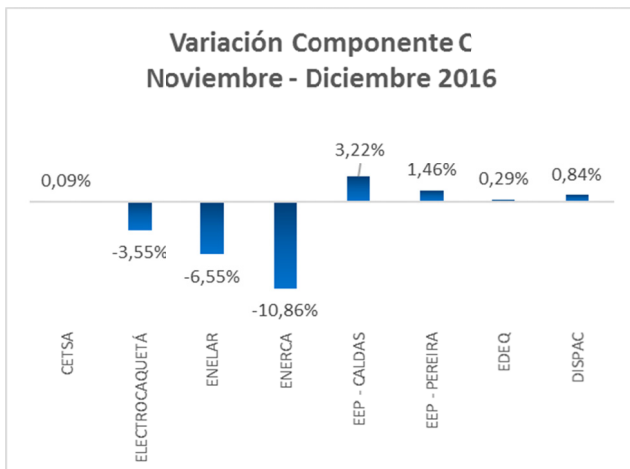
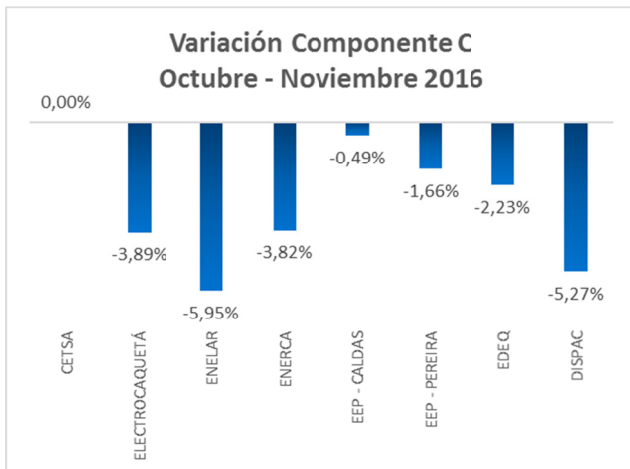


La variación del componente C más alto se presentó en el mes de diciembre de 2016 con un incremento de 3,8% para la empresa EMCALI pasando de 37,66 \$/kWh en noviembre a 39,09 \$/kWh en diciembre.

## Grupo 3

En este grupo, el componente de comercialización más bajo fue en el mes de noviembre para la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP en el mercado Caldas con un valor de 14,3 \$/kWh mientras que el valor más alto fue para la empresa Distribuidora del Pacífico DISPAC S.A. ESP con un valor de 120,97 \$/kWh. DISPAC y ENELAR son las únicas empresas en el trimestre con valores de Comercialización por encima de los 100 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	31,99	31,99	32,02
ELECTROCAQUETÁ	95,21	91,51	88,26
ENELAR	117,34	110,36	103,13
ENERCA	54,56	52,48	46,78
EEP - CALDAS	14,37	14,30	14,76
EEP - PEREIRA	57,15	56,20	57,02
EDEQ	56,81	55,54	55,70
DISPAC	120,97	114,59	115,55



La variación negativa más alta fue para la empresa ENERCA con -10,86% en el bimestre noviembre – diciembre, pasando de 52,48 \$/kWh a 46,78 \$/kWh. El mayor incremento fue para la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP con 3,2% en valor del C de noviembre a diciembre.

#### Grupo 4

Para el análisis de este grupo, debido al gran número de mercados que atienden los comercializadores puros VATIA, ENERTOTAL y DICEL, se realizó un promedio simple en el componente de Generación de las tres empresas con el objeto de facilitar la visualización de las tablas y las gráficas. Las variaciones para estos tres comercializaciones puros se calcularán con base en el promedio realizado anteriormente.

El valor más alto para el componente de Comercialización es para la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A.

ESP con un valor de 136,48 \$/kWh, siendo esta la única empresa con el componente por encima de 100 \$/kWh; también es válido recordar que, en el trimestre pasado, esta empresa también obtuvo el valor más alto en este componente.

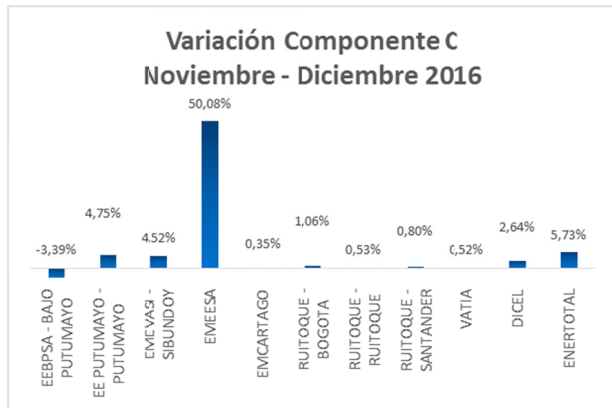
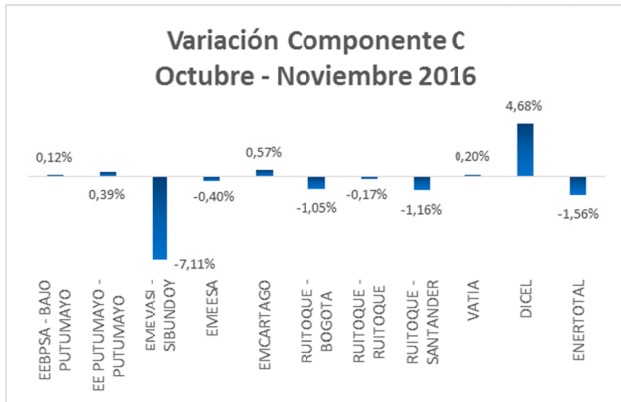
Se debe resaltar que por ejemplo EMCARTAGO tiene un valor de Comercialización promedio en el trimestre de 22,9 \$/kWh en el mercado Cartago mientras que DICEL, ENERTOTAL y VATIA tienen un valor por debajo de los 2 \$/kWh en este mismo mercado, 1,84 \$/kWh, 1,46 \$/kWh y 1,84 \$/kWh respectivamente pero analizando los valores con el promedio simple explicado a anteriormente, las tres empresas tienen valores trimestrales promedio de 15,78 \$/kWh, 25,94 \$/kWh y 15,3 \$/kWh. Para el mercado Pereira ENERTOTAL tiene un valor promedio de comercialización de 56,79 \$/kWh mientras que DICEL y VATIA en el mismo mercado tienen valores promedio de 16,79 \$/kWh y 26,95 \$/kWh.

Comparando el valor promedio trimestral del componente C de Ruitoque en el mercado Santander contra el de la empresa ESSA (Grupo 2), Ruitoque se encuentra 25,77 \$/kWh por debajo pero no implica que su tarifa sea más baja ya que en los tres últimos meses del año estuvo por encima del valor de la energía respecto a la Electrificadora de Santander. Por ejemplo en noviembre la tarifa para estrato 4 en ESSA fue de 477,99 \$/kWh y para Ruitoque de 504 \$/kWh.

La Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP (EMEESA) tuvo una variación positiva en el periodo noviembre a diciembre de 50,08% en este componente, con valores de 42,6 \$/kWh y 63,9 \$/kWh. Esto puede deberse a la aprobación del costo base de comercialización en el mes de diciembre a través de la resolución CREG 231 de 2016.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EEBPSA - BAJO PUTUMAYO	81,7	81,8	79,1
EE PUTUMAYO - PUTUMAYO	64,5	64,8	67,9
EMEVASI - SIBUNDOY	136,5	126,8	132,5
EMEESA	42,8	42,6	63,9
EMCARTAGO	22,8	23,0	23,0
RUITOQUE - BOGOTA	16,21	16,04	16,21
RUITOQUE - RUITOQUE	11,44	11,42	11,48
RUITOQUE - SANTANDER	26,72	26,41	26,62
VATIA	15,26	15,29	15,37
DICEL	15,17	15,88	16,3
ENERTOTAL	25,72	25,32	26,77





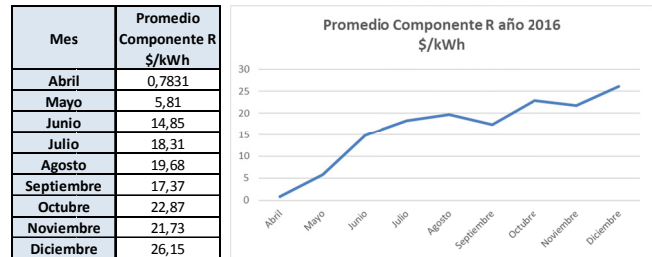
## 5. COMPONENTE DE RESTRICCIONES

En el componente de RESTRICCIONES los promedios para los meses de octubre, noviembre y diciembre fueron de 22,87 \$/kWh, 21,73 \$/kWh y 26,15 \$/kWh respectivamente. A continuación, se muestra una tabla con los valores máximos y mínimos de este componente en el trimestre.

Empresa - Mercado	\$/ kWh		
	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ENERTOTAL S.A. E.S.P. - Tulua	17,18		
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.	33,1697		
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. - E.S.P		14,0189	
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA		31,57	
ENERTOTAL S.A. E.S.P. - Santander			19,92
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.			31,11

En el segundo trimestre de 2016, los valores de las restricciones estuvieron entre -4,11 \$/kWh (ENERTOTAL) a 28,21 \$/kWh (EE PUTUMAYO) mientras que en el presente trimestre fueron de 14,62 \$/kWh (EEP) a 33,4 \$/kWh (EE PUTUMAYO), lo que indica que el mínimo del anterior trimestre al presente se desplazó 18,63 \$/kWh y el máximo se desplazó 5,19 \$/kWh, implicando variaciones de -455,72% y 18,41% respectivamente.

A continuación, se muestran los valores mensuales promedios del componente de restricciones de todas las empresas desde el mes de abril de 2016 donde se puede evidenciar un incremento paulatino:



Como se había mencionado en el boletín pasado, el incremento en el componente de RESTRICCIONES podría deberse en parte a la aplicación del esquema de tarifas diferenciales en las Resoluciones CREG 029, 039 y 049 de 2016, en donde se estableció que, si el Balance Final al finalizar el ejercicio de aplicación era mayor a cero, luego de informar al ASIC, sería facturado y liquidado al comercializador como alivio de restricciones del mercado de energía mayorista; lo anterior podría interpretarse como que las empresas están comenzando a recuperar los costos de los descuentos a usuarios que ahorraron en el esquema de "Ahorrar Paga".

Adicionalmente, también se estaría reconociendo a través de este componente el costo mensual de la opción de precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño de acuerdo a la resolución CREG 178 de 2015. En promedio, los porcentajes de participación en las restricciones por concepto de "Ahorrar paga" y opción del precio de escasez son de 16,8% (3,7 \$/kWh) y 10,5% (2,3 \$/kWh) respectivamente.

## 6. COMPONENTE DE PÉRDIDAS

El componente reconoce el costo de las pérdidas que se consideran normalmente tolerables en el proceso de llevar la energía hasta el usuario final, ya que normalmente se presentan pérdidas de energía de acuerdo con la configuración de cada sistema y está directamente relacionado con los componentes de Generación, Transmisión y Distribución. Los valores máximos y mínimos mostrados en la siguiente tabla corresponden a las empresas ENERTOTAL mercado Cartago y EMEESA respectivamente:

Mes	Componente P (\$/kWh)		
	Promedio	Min	Max
Octubre	35,35	25,39	45,31
Noviembre	35,27	25,77	44,78
Diciembre	35,68	26,17	45,20

La variación positiva más alta fue de 12,24% para la Electrificadora del Caquetá con un valor de 31,3 \$/kWh en octubre y un valor de 35,13 \$/kWh en noviembre. El mayor decremento fue para la Empresa de Energía del Casanare con un valor de -10,71% con magnitudes de 38,44 \$/kWh en octubre a 34,32 \$/kWh en octubre.

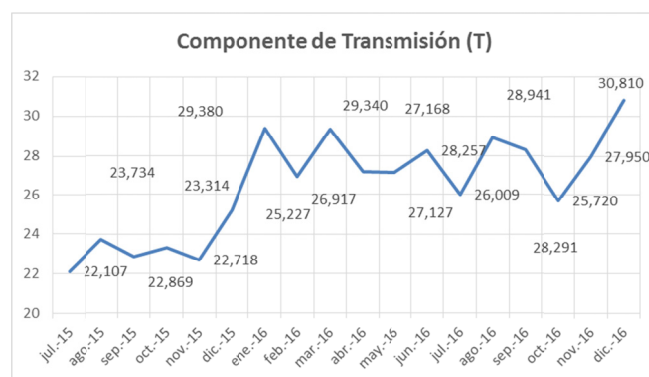
La tabla siguiente muestra el valor de las restricciones para cada una de las pérdidas para cada una de las empresas y el promedio simple para el caso de los comercializadores puros, RUITOQUE con tres mercados y EE Pereira que presta sus servicios también en el mercado Caldas.

Componente P (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CHEC S.A. ESP	21,86	20,18	30,06
CEDENAR S.A. ESP	24,01	26,28	27,12
CENS S.A. ESP	24,12	20,60	30,72
CODENSA S.A. E.S.P.	23,42	23,74	24,72
CETSA S.A. ESP	22,67	23,29	23,54
CEO S.A.S ESP	26,52	25,19	25,46
ENERTOLIMA S.A. ESP	25,04	25,55	26,76
DICEL S.A. ESP	21,93	22,46	24,02
ESSA S.A. ESP	23,66	19,92	30,69
ELECTROCAQUETÁ S.A. ESP	25,48	25,93	26,50
ELECTRICARIBE S.A. ESP	24,46	24,75	25,44
ELECTROHUILA S.A. ESP	23,90	20,32	30,14
EMSA S.A. ESP	22,47	23,33	25,93
ENELAR S.A. ESP	31,67	31,57	30,93
EBSA S.A. ESP	22,70	25,81	25,77
ENERCA S.A. ESP	33,17	26,65	29,34
EE PEREIRA S.A. ESP	23,05	23,70	25,00
EEBPSA S.A. ESP	25,54	26,81	26,17
EPSA S.A. ESP	22,13	22,45	24,30
EE PUTUMAYO S.A. ESP	24,96	28,52	26,39
EDEQ S.A. ESP	21,65	18,75	28,96
EMEVASI S.A. ESP	25,33	27,77	26,85
DISPAC S.A. ESP	26,43	26,61	26,45
EMEESA S.A. ESP	18,60	14,02	22,48
EMCALI E.I.C.E. E.S.P.	22,48	19,43	31,11
EMCARTAGO E.S.P.	24,59	27,59	28,40
EPM E.S.P	21,26	18,55	28,37
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	22,10	22,68	23,83
VATIA S.A. ESP	22,76	17,76	28,97
RUITOQUE S.A. E.S.P.	21,86	22,33	23,75

## 7. COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

El componente de Transmisión es un valor liquidado por XM S.A. ESP a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las

empresas, por lo que a continuación se muestra una gráfica con el comportamiento histórico del componente T (\$/kWh) desde el mes de julio de 2015.



## 8. TARIFAS APLICADAS.

Las tarifas que fueron aplicadas por cada uno de los comercializadores del SIN y agrupadas por ADD se especifican en el Anexo 2, no obstante, lo anterior, este anexo incluye las empresas que durante el segundo trimestre se acogieron a la opción tarifaria según lo dispuesto en la Resolución CREG 168 de 2008 y las normas que la actualizan.

## 9. 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 como usuario no regulado como una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 0,1 MW o con un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, definidos por el regulador 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. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral y cuyo contenido no requiere la aprobación previa de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

No obstante, 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 solo 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 octubre, noviembre y diciembre de 2016. 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 14:** Consumo

**Campo 16:** Facturación por consumo

**Campo 39:** Tipo de factura

Adicionalmente se relacionó la información por empresa, usuario y nivel de tensión de los últimos tres meses de 2016. 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 se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupados por empresa, sector y nivel de tensión, para luego calcular el cociente entre los campos 16 y 14 obteniendo una tarifa promedio por empresa, sector y nivel de tensión.

Los resultados obtenidos se detallan en el anexo 3 de este documento y a continuación se mencionan algunos de los resultados encontrados:

### Nivel de Tensión STN

De acuerdo a la información reportada por los prestadores en el SUI, las empresas EPM e ISAGEN son las únicas que tienen participación en este nivel de tensión. EPM es la única que presta servicio al sector Comercial con un valor promedio de tarifa de 248,15 \$/kWh mientras que el valor más bajo de la tarifa para el sector Industrial lo presta ISAGEN con 207,54 \$/kWh.

### Nivel de Tensión 4

EPSA tiene el valor de tarifa promedio más alto con 300,44 \$/kWh en el sector Industrial mientras que EMGESA participa con el valor más bajo también en el sector Industrial con 185,47 \$/kWh.

### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor más bajo corresponde a 155,33 \$/kWh para EMGESA en el sector Especial Educativo y el más alto para EPSA con 391,16 \$/kWh en el sector Distrito de Riego.

### Nivel de Tensión 2

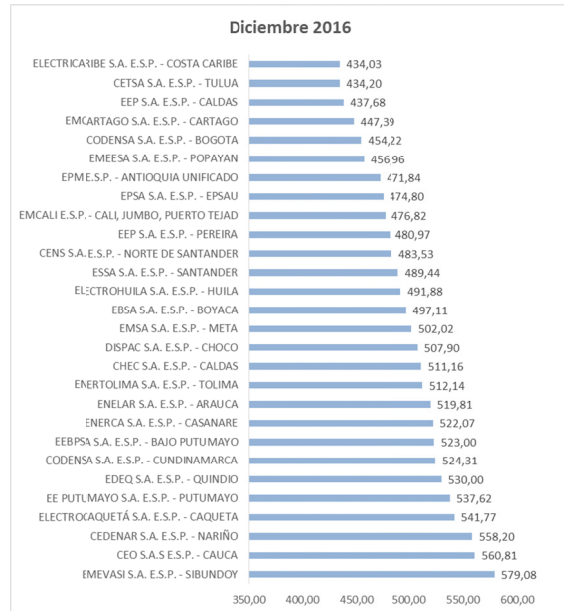
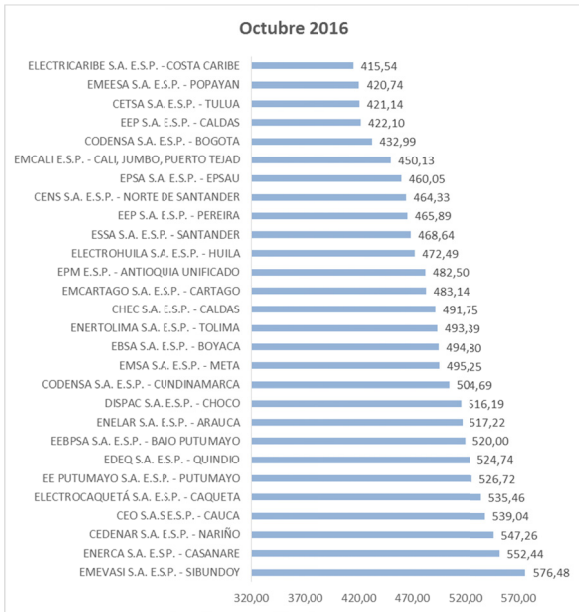
El valor de la tarifa promedio más alta corresponde al comercializador puro DICEL con 512,59 \$/kWh en el sector Distrito de Riego, el más bajo nuevamente es para EMGESA con 169,86 \$/kWh para el sector Especial Asistencial.

### Nivel de Tensión 1

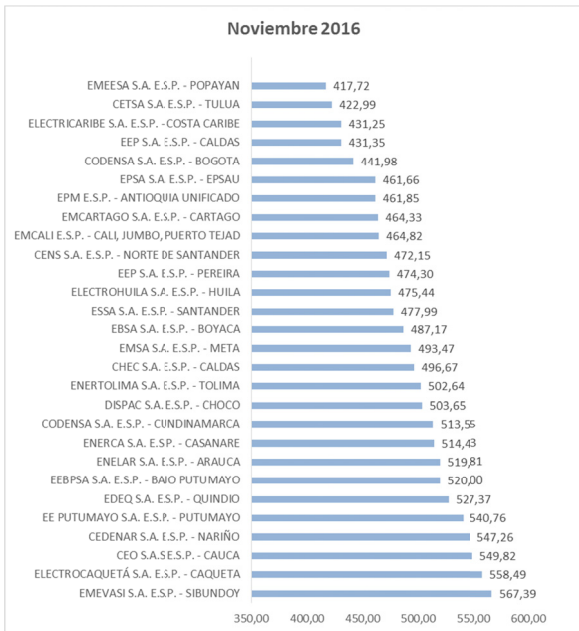
La tarifa promedio más alta corresponde a 488,73 \$/kWh para el sector Alumbrado Público por parte de ENERTOLIMA SA ESP y el valor más bajo corresponde al sector Especial Asistencial, servicio prestado por EMGESA con 174,48 \$/kWh.

**ANEXO 1.**

**Ranking Tarifa plena aplicada (\$/kwh) en el IV Trimestre 2016 – Estrato 4**



Fuente: Información Publicada por las ESPs







ADD	EMPRESA	MERCADO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
OCCIDENTE	CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	223,28	279,10	474,47	558,20
	VATIA S.A. E.S.P.	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD		267,80	402,69	473,75
	VATIA S.A. E.S.P.	EPSAU	213,06	266,33	390,75	459,70
	VATIA S.A. E.S.P.	CAUCA			402,74	473,81
	VATIA S.A. E.S.P.	CARTAGO			386,59	454,81
	VATIA S.A. E.S.P.	TULLUA			382,14	449,57
	VATIA S.A. E.S.P.	NARIÑO			378,60	445,42
	CEO S.A.S E.S.P.	CAUCA	224,33	280,41	476,69	560,81
	EMCARTAGO S.A. E.S.P.	CARTAGO	217,81	272,26	380,28	447,39
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	234,56	293,20	444,26	522,66
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	EPSAU	244,12	305,15	451,25	530,88
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	NARIÑO	243,34	304,17	456,14	536,64
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CAUCA	243,46	304,32	450,75	530,30
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CARTAGO				512,07
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	TULLUA				443,02
	CETS S.A. E.S.P.	TULLUA	195,81	244,77	369,07	434,20
	EMCALI E.S.P.	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	211,21	264,02	405,30	476,82
	EPSA S.A. E.S.P.	EPSAU	208,60	260,75	403,58	474,80
	DICEL S.A. E.S.P.	CARTAGO	202,21	252,76	379,94	446,86
	DICEL S.A. E.S.P.	CAUCA	218,25	272,81	422,22	496,73
	DICEL S.A. E.S.P.	TULLUA	200,64	250,80	377,36	443,95
	DICEL S.A. E.S.P.	EPSAU	203,60	254,50	382,74	450,28
	DICEL S.A. E.S.P.	NARIÑO	207,31	259,14	397,77	467,97
	DICEL S.A. E.S.P.	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	205,08	256,35	394,14	463,69
	EMESA S.A. E.S.P.	POPAYAN	202,08	252,60	388,41	456,96

ADD	EMPRESA	MERCADO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
ORIENTE	CODENSA S.A. E.S.P.	BOGOTA	191,57	239,47	386,09	454,22
	VATIA S.A. E.S.P.	BOYACA			401,74	472,64
	VATIA S.A. E.S.P.	BOGOTA			393,42	462,85
	VATIA S.A. E.S.P.	HUILA		253,09	391,45	460,52
	VATIA S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA			389,91	458,72
	VATIA S.A. E.S.P.	ARAUCA			395,30	465,06
	RUITOQUE E.S.P.	BOGOTA				474,49
	ENELAR S.A. E.S.P.	ARAUCA	224,20	280,25	441,84	519,81
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	BOGOTA	232,49	290,61	435,00	511,77
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	204,27	255,34	414,75	487,94
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	BOYACA			409,36	481,60
	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	HUILA	213,95	267,43	418,10	491,88
	EBSA S.A. E.S.P.	BOYACA	226,13	282,66	422,55	497,11
	CODENSA S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	224,24	280,30	445,66	524,31
	DICEL S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	199,24	249,05	394,29	463,87
	DICEL S.A. E.S.P.	HUILA	199,07	248,84	394,29	463,87
	DICEL S.A. E.S.P.	BOGOTA	198,58	248,23	390,97	459,96
	DICEL S.A. E.S.P.	BOYACA	199,29	249,11	392,96	462,30

ADD	EMPRESA	MERCADO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
SIN ADD	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	COSTA CARIBE	191,36	239,16	368,93	434,03
	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.	TOLIMA	214,24	267,80	512,14	512,14
	VATIA S.A. E.S.P.	TOLIMA			427,28	502,68
	VATIA S.A. E.S.P.	COSTA CARIBE	194,81	243,52	363,82	428,02
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	COSTA CARIBE			390,06	458,89
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	TOLIMA				556,18
	DISPAC S.A. E.S.P.	CHOCO	203,16	260,63	431,72	507,90
	DICEL S.A. E.S.P.	COSTA CARIBE	189,10	236,38	355,45	418,18
	DICEL S.A. E.S.P.	TOLIMA	213,97	267,46	417,56	491,25

ADD	EMPRESA	MERCADO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
SUR	ENERCÁ S.A. E.S.P.	CASANARE	234,46	293,08	443,76	522,07
	EEBPSA S.A. E.S.P.	BAJO PUTUMAYO	226,28	282,85	446,64	523,00
	EMEVASI S.A. E.S.P.	SIBUNDOY	231,63	289,54	492,22	579,08
	EE PUTUMAYO S.A. E.S.P.	PUTUMAYO	230,22	287,77	456,98	537,62
	VATIA S.A. E.S.P.	CASANARE			422,22	496,73
	VATIA S.A. E.S.P.	META			415,25	488,52
	VATIA S.A. E.S.P.	CAQUETA			425,46	500,55
	EMSA S.A. E.S.P.	META	215,29	269,11	426,72	502,02
	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.	CAQUETA	234,40	293,00	460,50	541,77
	DICEL S.A. E.S.P.	META	215,58	269,48	415,71	489,07
	DICEL S.A. E.S.P.	CASANARE	197,69	247,11	400,75	471,47

Fuente: Información Publicada por la ESPs

### Anexo 3. Tarifa promedio para el mercado no regulado (\$/kWh)

#### Nivel de Tensión STN – Trimestre IV 2016

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P	248,15	229,34
ISAGEN S.A. ESP		207,54

Mínimo  Máximo 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 4 – Trimestre IV 2016

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		276,74		
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE		230,89		
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.		263,76		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.				
ELELECTRIFICADORA DEL META S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		238,57		
EMGESA SA ESP		185,47	212,15	
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - EPSA E.S.P.		300,44		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.				267,67
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P	236,21	228,44		222,73
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		245,76		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		226,41		
GENERAUCA - VATIA		230,10		
ISAGEN S.A. ESP		236,25		

Mínimo  Máximo 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



## Nivel de Tensión 3 – Trimestre IV 2016

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIESGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDÁS S.A. E.S.P.	353,75								
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.							310,47		294,25
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.							290,92		
COMPAÑIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE							276,90		288,26
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.			320,93		286,97		314,18	285,40	317,94
DICELER S.A E.S.P			299,30						
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			308,17				320,76		
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.			293,98	296,10		282,17	295,21		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			362,48	366,49			381,20		361,76
ELELECTRIFICADORA DEL META S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS							262,38		
EMGESA SA ESP	189,02	188,32				155,33	182,06	207,47	192,96
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A - ESP							245,03		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.							353,51		
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS							331,65		338,20
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.		308,53	306,88				307,69		303,99
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - EPSA E.S.P.			316,91	391,16			315,45		
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A.E.S.P.			344,71						
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P			312,00				282,15		272,18
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.			318,19				315,44		312,35
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P			269,44		302,92		263,24		252,11
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.							283,61		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			335,76		340,77		340,20		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			374,49				305,62		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							262,96		
GENERCALUCA -VATIA			316,19				302,40	278,49	
ISAGEN S.A. ESP				264,07			279,55		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							279,77		
RUITOQUE E.S.P.			324,57				342,80		

Mínimo  Máximo

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 2 – Trimestre IV 2016

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIESGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR							347,38		
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	358,63		376,29		342,48		346,90		312,73
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P.	403,38								
CODENSA S.A. E.S.P.	346,06								
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULLUA S.A. E.S.P.	384,27		372,42				316,61		356,68
COMPAÑIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	321,22		341,77				338,98		345,22
COMPAÑIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	482,64		389,50		392,36		379,66	415,97	429,74
DICELER S.A E.S.P			348,14						
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			342,91	512,59			347,09		348,85
E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P.			293,47						
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	418,99		329,51	309,06	324,31	319,24	307,60		336,24
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	386,03		406,76	411,05			403,10		401,83
ELELECTRIFICADORA DEL META S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	365,34						244,80		
EMGESA SA ESP		191,21	188,78		169,86	181,96	180,30	187,51	191,03
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A - ESP									
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS			368,04				370,47		369,73
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	380,17	397,42	348,72		359,15		340,88		368,56
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - EPSA E.S.P.	351,16		361,41	363,25			362,69		366,90
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A.E.S.P.			344,71			405,93	388,21		386,30
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A - E.S.P							321,55		309,53
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	366,66		362,12		356,35	362,27	353,58		334,86
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P	357,13		304,39	299,07	324,74		298,77	345,46	325,68
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.							336,26		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			397,67		399,90		374,02		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			394,04				379,51		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							332,42		
GENERCAUCA -VATIA			351,43		325,16		332,59		
GENERSA S.A.S. E.S.P.							359,10		
ISAGEN S.A. ESP				292,20			305,36		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							303,48		
PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	435,59		355,17	355,56	352,39		363,64		
RENOVATIO TRADING AMERICAS SAS ESP			373,55				336,16		
RUITOQUE E.S.P.			380,95	373,96	394,59		390,59		
TERMOTASAJERO SA ESP							381,82		

Mínimo   Máximo  

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

## Nivel de Tensión 1 – Trimestre IV 2016

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR							324,01		
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	353,70								
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	359,71		376,29		342,48		348,68		312,73
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P.	402,72								
CODENSA S.A. E.S.P.	331,04								
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.			377,95				368,83		358,31
COMPAÑIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	321,22		340,43				280,54		288,26
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	488,73		348,02		340,89		325,35	329,01	415,34
DICELER S.A E.S.P			339,67						
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			341,49				344,94		342,08
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	411,05		346,52		328,09	335,01	314,71		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	392,41		402,97	372,65			400,05		383,44
ELEECTRIFICADORA DEL META S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	376,50						263,46		
EMGESA SA ESP		193,97	188,02		174,48	178,92	187,83	201,54	193,55
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A - ESP	346,63						245,03		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.							353,32		
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS			368,04						352,92
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	386,59	342,05	327,71		359,15		317,38		340,47
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - EPSA E.S.P.			366,15	375,94			354,54		348,46
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A.	440,76								
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A.E.S.P.			344,71			405,93	388,21		401,69
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A - E.S.P							316,26		309,51
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	395,57		356,00		364,48	359,00	326,05		327,71
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P	357,33		318,08		355,12		275,66	391,53	289,67
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.							302,75		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			371,65		379,06		367,71		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			406,14				402,63		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							231,90		
GENERCAUCA -VATIA			354,41				308,79		
GENERSA S.A.S. E.S.P.							365,69		
ISAGEN S.A. ESP				267,52			241,73		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							291,16		
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A E.S.P			395,69		378,88		367,42		
RENOVATIO TRADING AMERICAS SAS ESP			369,54				369,41		
RUITOQUE E.S.P.			376,55		404,97		380,87		
TERMOTASAJERO SA ESP							454,50		

Mínimo  Máximo

Fuente: SUI – Cálculos DTGE