

Boletín Tarifario

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

**OCTUBRE - DICIEMBRE
2021**

Contenido

Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	4
Componente de generación	5
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	12
Componente de comercialización	15
Componente de Pérdidas	18
Componente de Restricciones	19
Opción Tarifaria	21
Tarifas aplicadas	23
Usuarios no regulados	25
Anexo 1	29
Anexo 2	35

Proyectaron:

Geraldine Sánchez Castiblanco
Rafael Ricardo Rojas Peña
Diego Fernando Borda Tovar

Revisó

Ángela María Sarmiento Forero
Directora Técnica de Gestión de Energía

Aprobó:

Diego Alejandro Ossa Urrea
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible



Introducción

El boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad del OR y las tarifas de energía eléctrica durante el cuarto trimestre de 2021 aplicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de la misma. Así mismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas para los estratos 4. Finalmente se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presentan los datos detallados del resultado del presente análisis.

1. Actualidad tarifaria

Durante el cuarto trimestre del 2021, hubo dos aprobaciones de ingreso regulado en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018:

- Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía eléctrica del Departamento del Guaviare E.S.P

A diciembre 31 de 2021, los operadores que se encuentran pendientes de aprobación ya que si bien, se expidieron las Resoluciones CREG 218 y 220 de 2021 para EEBP S.A. E.S.P. y EMEVASI S.A. E.S.P., los OR interpusieron recurso por lo que no se encuentran en firme, son los siguientes:

- Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP

Para este trimestre se resalta que muchos de los operadores de red que se encuentran con aprobación de ingresos aprobada en el marco de la Resolución CREG 015

de 2018, modificaron su plan de inversiones y que incide directamente en sus ingresos anuales y remuneración.

Para las empresas EEPUTUMAYO S.A. E.S.P. y DISPAC S.A. E.S.P., se les aprobó una modificación a la forma en la que se aplica la variable $AIM_{j,n,m}$ "Ajuste al ingreso mensual del OR j en el nivel de tensión n , a adicionar durante cada uno de los primeros doce (12) meses de aplicación de la nueva metodología", ya que realizaron una solicitud en el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994, y luego de la revisión por parte de la CREG, se expidieron los respectivos actos administrativos.

Con la expedición de la Resolución CREG 135 de 2021, donde se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios AGPE, similar a lo que se realizó en la Resolución CREG 108 de 1997, se define como se determina el consumo facturable de los usuarios AGPE que entregan excedentes con créditos de energía. En ese sentido, se estableció que solo existe consumo facturable cuando la cantidad de energía importada es mayor a la energía exportada por lo que la diferencia neta da como resultado un valor de energía mayor que cero.

Este acto administrativo por parte de la CREG, aclara de forma contundente la base para el cálculo de subsidios y contribuciones a los usuarios AGPE y, que venía siendo un tema de consulta recurrente por parte de este tipo de usuarios.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el cuarto trimestre de 2021 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Res. CREG/2021	Temática
092	Por la cual se hace una modificación de oficio con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, en la Resolución CREG 216 de 2020, mediante la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. y se hace una aclaración.
111	Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Celsia Colombia S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Pacífico 230 kV y líneas asociadas de acuerdo con la convocatoria UPME 02-2021.
135	Por la cual se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala y entregan o venden sus excedentes al Comercializador que le presta el servicio.



Res. CREG/2021	Temática
138	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 069 de 2021.
139	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 016 de 2021
140	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 028 de 2021
142	Por la cual se adicionan artículos a la Resolución CREG 072 de 2021 que resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 008 de 2021
144	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se definen las condiciones para el traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo promovido por el promotor DERIVEX-CRCC, y se establecen los indicadores de evaluación aplicables conforme a lo previsto en la Resolución CREG 114 de 2018."
149	Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 092 de 2021
168	Por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 realizada por la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.
171	Por la cual se establecen las condiciones para la medición diferenciada de consumos de energía en cumplimiento del inciso 3º del artículo 49 de la Ley 2099 de 2021
174	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional
177	Por la cual se definen las condiciones de competencia que debe cumplir el mecanismo de contratación de largo plazo del Ministerio de Minas y Energía.
179	Fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los contratos resultantes del mecanismo de contratación convocado mediante la Resolución 40179 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía
214	Prórroga de las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2
215	Por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018
218	Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
219	Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
220	Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.
222	Por la cual se modifica el Capítulo 9 de la Resolución CREG 015 de 2018

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el último trimestre de 2021 inicia con la observación agregada

de cada uno de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica y así obtener el comportamiento del CU final en cada mercado, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que las actualizan o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

Es importante anotar que dentro del presente análisis y debido a la existencia de empresas comercializadoras de energía eléctrica con presencia en más de un mercado, se decidió utilizar un promedio simple de los componentes para cada uno de los mercados en los que la empresa tenga presencia; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde al CU de NT1 con propiedad del OR de cada comercializador en dicho mercado.

Resultado del análisis, se encuentra que de las 37 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este cuarto trimestre de 2021 corresponden nuevamente a ENERTOTAL S.A. E.S.P. con valores de 889,52 \$/kWh y 915,84 \$/kWh para los meses de noviembre y diciembre, ambos en el mercado Caribe Sol y, surge la empresa AIR-E S.A.S. E.S.P. con 894,86 \$/kWh también para diciembre en el mercado Caribe Sol; se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, los valores pueden ser elevados por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador. No obstante, debido a la aplicación de la metodología de la Opción Tarifaria, el CU percibido por los usuarios de estas empresas es: para ENERTOTAL en el mercado Caribe Sol en noviembre de 2021 el CU es de 1027,49 \$/kWh y en diciembre es de 1129,53 \$/kWh y para AIR-E en el mes de diciembre en el mercado de Caribe Sol es de 711,69 \$/kWh.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el cuarto trimestre de 2021 se encuentran en el mercado Bogotá - Cundinamarca por parte del comercializador RUITOQUE con valores de CU de 482,28 \$/kWh para octubre y 521,34 \$/kWh para noviembre; y para la empresa ENERMÁS con 509,63 \$/kWh también para octubre. Este comportamiento lo venía presentando la empresa RUITOQUE desde el trimestre anterior y está asociado a los componentes de Generación y Pérdidas.



A modo resumen, a continuación, se indican las tarifas promedio por mercado para el trimestre, aclarando que corresponde a promedios simples de las tarifas de estrato 4 de todos los comercializadores que venden energía al usuario regulado en un mercado en específico.

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	ORIENTE	587,30
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	598,89
CASANARE	SUR	600,70
META	SUR	602,09
RUITOQUE	CENTRO	602,26
CAQUETA	SUR	603,40
BOYACA	ORIENTE	605,11
PUTUMAYO	SUR	608,54
HUILA	ORIENTE	621,72
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	629,69
SANTANDER	CENTRO	630,88
CALDAS	CENTRO	632,14
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	632,81
CHOCO	SIN ADD	632,89
BAJO PUTUMAYO	SUR	634,34
GUAVIARE	SIN ADD	637,86
QUIINDIO	CENTRO	638,35
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	639,19
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	643,69
NARIÑO	OCCIDENTE	647,77
PEREIRA	CENTRO	650,65
TULUA	OCCIDENTE	654,28
CAUCA	OCCIDENTE	665,32
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	669,17
CARTAGO	OCCIDENTE	670,13
CARIBE MAR	SIN ADD	704,36
CARIBE SOL	SIN ADD	717,38
SIBUNDOY	SUR	760,45
TOLIMA	SIN ADD	790,91

De la tabla anterior se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de la costa caribe, Sibundoy y Tolima tienen la tarifa de estrato 4 más alta de país.

Para entender estos comportamientos, en las siguientes secciones se realiza el análisis desagregado de cada uno de los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio, de acuerdo a la información certificada por los prestadores en cumplimiento de los dispuesto en la Res. SSPD 12515 de 2021.

3. Componente de Generación (G)

Teniendo en cuenta el tamaño de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, para el análisis del componente de Generación se determinó agrupar a las empresas de acuerdo al número de usuarios, esto con el objetivo de crear grupos con características “similares” y poder realizar un análisis particular de cada grupo.

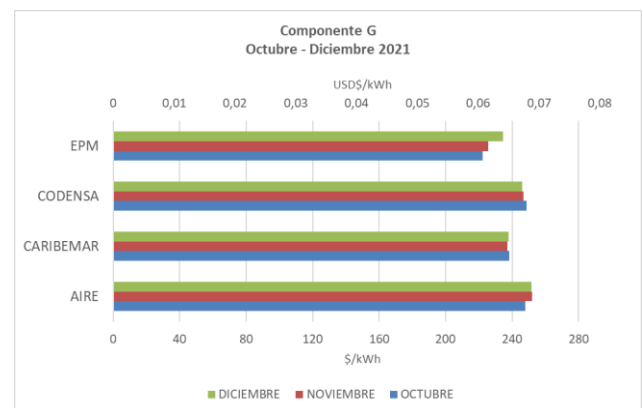
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. La información del número de usuarios fue consultada del Sistema Único de Información (SUI).

Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente que 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 3879,55 \$/USD.

Grupo 1

El valor promedio para el cuarto trimestre de 2021 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 240,71 \$/kWh, 7,24 \$/kWh por encima respecto al tercer trimestre de 2021 que representa un incremento del 3,1%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa EPM para el mes de octubre de 2021 con un valor igual a 222,34 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a AIRE con 252 \$/kWh para el mes de noviembre de 2021.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	247,98	252,00	251,49
CARIBEMAR	238,09	236,95	237,88
CODENSA	248,62	246,82	246,08
EPM	222,34	225,59	234,67



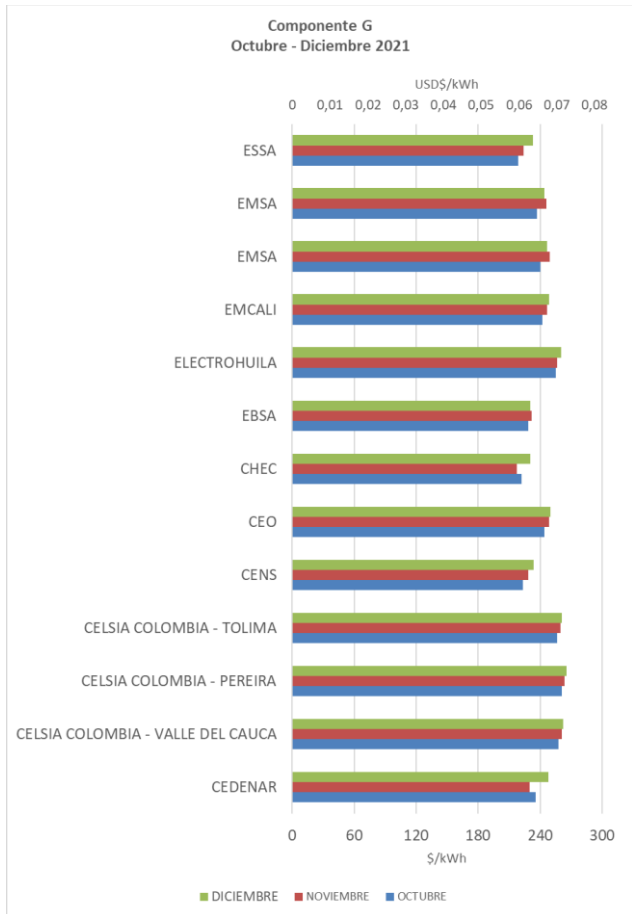
Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el cuarto trimestre de 2021 corresponde a 243,71 \$/kWh, 4,22% por encima del



promedio del tercer trimestre del año 2021. Con un valor de 217,63 \$/kWh, nuevamente CHEC S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de noviembre de 2021; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. en el mercado Pereira para el mes de diciembre de 2021, con un valor igual a 265,86 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	235,91	230,02	248,42
CELSIA COLOMBIA - VALLE DEL CAUCA	257,77	261,01	262,66
CELSIA COLOMBIA - PEREIRA	260,84	263,91	265,86
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	256,53	259,82	261,38
CENS	223,29	228,34	233,77
CEO	244,46	248,85	249,80
CHEC	222,27	217,63	230,58
EBSA	228,45	231,92	230,81
ELECTROHUILA	254,95	256,49	260,29
EMCALI	242,38	246,81	248,57
EMSA	240,58	249,38	247,12
EMSA	237,36	246,28	244,35
ESSA	218,72	224,06	233,12

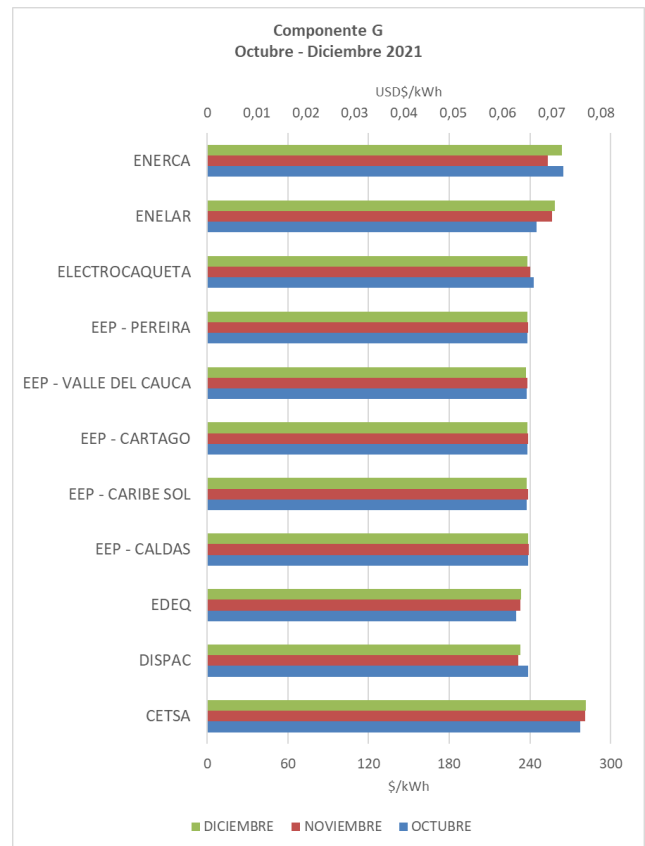


Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 244,69 \$/kWh, 2,7% por encima del promedio del tercer trimestre de 2021 equivalente a 6,44 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para

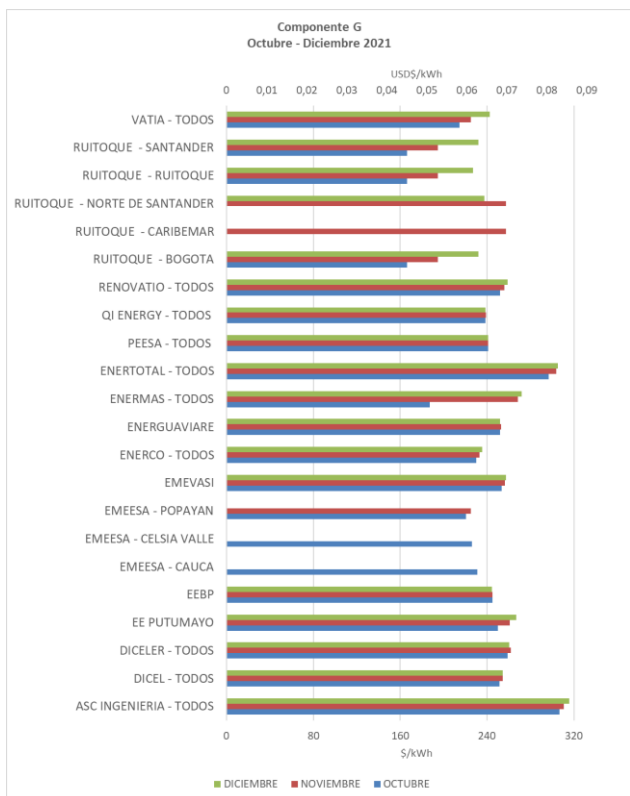
el componente G corresponde a la Empresa EDEQ para el mes de octubre de 2021 igual a 229,98 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde nuevamente a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 281,84 para el mes de diciembre de 2021.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	277,25	280,90	281,84
DISPAC	238,77	231,53	232,97
EDEQ	229,98	232,79	233,21
EEP - CALDAS	238,54	239,23	238,42
EEP - CARIBE SOL	237,77	238,43	237,60
EEP - CARTAGO	238,16	238,83	238,01
EEP - VALLE DEL CAUCA	237,45	238,09	237,26
EEP - PEREIRA	238,13	238,80	237,98
ELECTROCAQUETA	242,81	240,04	238,37
ENELAR	244,83	256,36	258,37
ENERCA	264,66	253,46	264,03



Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enermás S.A. E.S.P., QI Energy S.A.S. E.S.P., y Enerco S.A. E.S.P. tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.



Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 244,07 \$/kWh, 5,56% por encima del promedio del tercer trimestre de 2021 y que equivale a 12,86 \$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a RUITOQUE S.A. E.S.P., con un valor igual a 166,11 \$/kWh para el mes de octubre de 2021, mientras que el valor más alto lo publicó ASC INGENIERÍA en el mes de diciembre con un valor promedio en el componente de 315,85 \$/kWh.

La información que no se muestra en la tabla para la empresa RUITOQUE corresponde al periodo de incursión en los mercados Caribemar y Norte de Santander; mientras que para EMEESA, obedece estrictamente al no reporte de la información tarifaria en el capítulo de tarifas del SUI para lo cual la DTGE se encuentra haciendo seguimiento a la empresa.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - TODOS	306,67	310,62	315,85
DICEL - TODOS	251,19	254,54	254,47
DICELER - TODOS	258,96	261,69	260,49
EE PUTUMAYO	249,97	260,98	266,67
EEBP	245,12	245,03	244,38
EMEESA - CAUCA	230,98		
EMEESA - CELSIA VALLE	225,88		
EMEESA - POPAYAN	220,32	225,24	
EMEESI	253,43	256,47	257,27
ENERCO - TODOS	229,83	232,90	235,67
ENERGUAVIARE	251,71	253,03	251,79
ENERMAS - TODOS	187,41	268,31	271,68
ENERTOTAL - TODOS	296,66	303,67	304,95
PEESA - TODOS	240,73	240,89	240,74
QI ENERGY - TODOS	238,40	238,77	238,68
RENOVATIO - TODOS	251,69	255,67	259,09
RUITOQUE - BOGOTA	166,11	194,77	231,90
RUITOQUE - CARIBEMAR		257,24	
RUITOQUE - NORTE DE SANTANDER		257,24	237,41
RUITOQUE - RUITOQUE	166,19	194,84	227,19
RUITOQUE - SANTANDER	166,12	194,72	231,80
VATIA - TODOS	214,35	225,28	242,36

Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

Teniendo en cuenta que alrededor del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el último trimestre de 2021, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Qc) fue de 91,75%, 1,22% por encima respecto al tercer trimestre de 2021.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 (si bien ya se encuentra derogado, es aplicable para el presente análisis) 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.

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.



Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007² define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

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

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

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

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 .

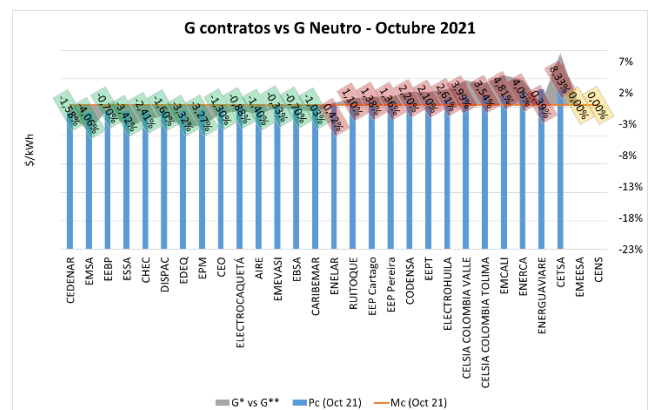
Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de una variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra, 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 regulado³.

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

² Se aclara que, aunque la fórmula tarifaria fue modificada por la Res. CREG 129 de 2019, aún no se cuenta con la liquidación de contratos de largo plazo, por lo que por facilidad se usa la fórmula anterior.

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 cuarto trimestre del año 2021, de la variable $G^*_{m,i,j}$ de contratos respecto a la variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas del mercado.

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



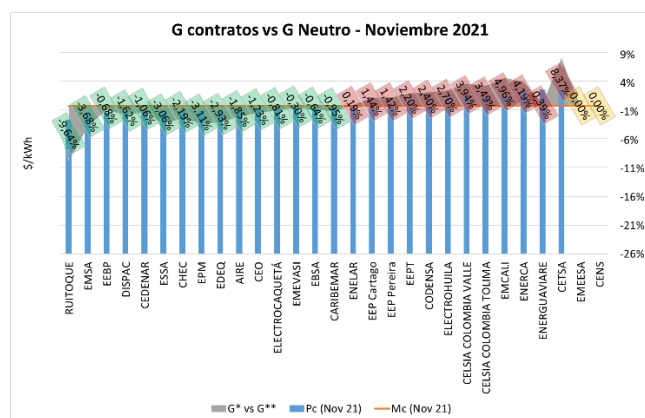
Como se observa, para el mes de octubre de 2021 es posible identificar qué CEDENAR S.A. E.S.P. presenta el menor valor de la variable Pc , lo que se traduce en una reducción aproximada del 1,58% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo Pc presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 1,58% menor al que percibirían en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc . Por otro lado, CETSA, para el mismo mes presentó nuevamente el mayor valor de la variable Pc , lo que se traduce en un aumento aproximado del 8,33% de la variable G^* respecto a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable Pc , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 8,33% mayor al que percibiría en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc . La anterior situación se debe a que la empresa no tiene exposición en bolsa y su alfa es igual a 0,839, por

³ 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.

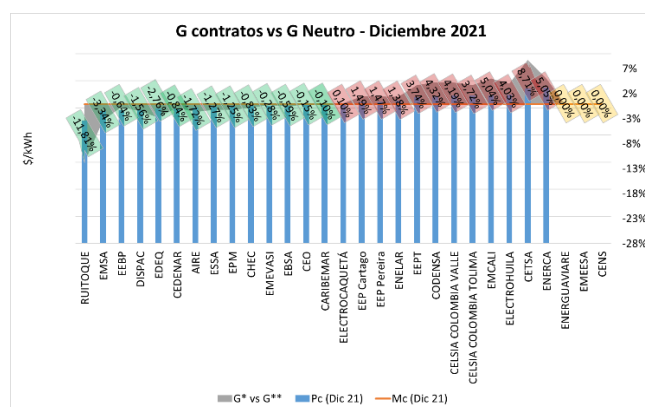


lo que el 83,9% de su P_c se transfiere al G de contrato y el 16,1% proviene del Mc .

Para el mes de noviembre de 2021, RUITOQUE S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 6,64% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, CETSA presentó nuevamente el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 8,37% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; y que corresponde al porcentaje de aumento más alto.



Finalmente, para el mes de diciembre de 2021, nuevamente RUITOQUE S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 11,81% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERCA E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 5,05%.



En general, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador Minorista es menor que el valor de la variable Mc 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 Mc 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.

Finalmente, se muestra un resumen de los promedios mensuales del porcentaje de la demanda regulada atendida a través de contratos bilaterales (Q_c Prom), precio promedio de compra de energía en bolsa con destino al mercado regulado (P_b Prom) y el precio promedio de compra de energía en contratos bilaterales con destino al mercado regulado (P_c Prom) que incidieron en el cálculo de los componentes de generación del trimestre:

	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Q_c Prom (%)	90,88%	90,79%	92,99%
P_b Prom (\$/kWh)	110,02	107,77	106,62
P_c Prom (\$/kWh)	255,8	258,22	259,36

Las empresas resaltadas en color amarillo, corresponden a aquellas que no habían certificado el Formato T9 del capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 12515 de 2021 al corte de la elaboración del informe.

4. Componente de Transmisión (T)

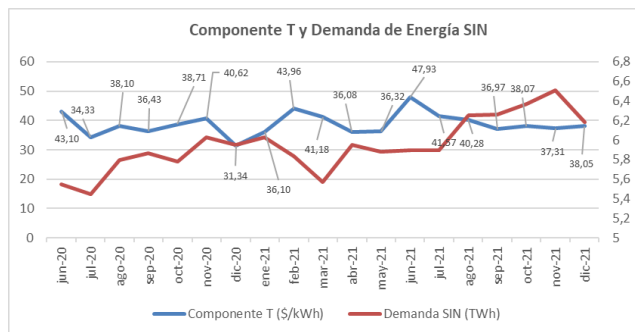
El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

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 resolución; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento del componente T (\$/kWh) respecto del comportamiento de la demanda de energía en Teravatios hora (TWh) en el SIN con los valores del eje secundario; lo anterior con el propósito de ilustrar con claridad en una sola gráfica los valores de T y la demanda en el SIN.



Con base en los análisis de los trimestres anteriores, los cuales se mantienen en el presente documento, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN.

Para el tercer trimestre 2020, se evidencia que la demanda continúa con una tendencia creciente hasta alcanzar 5.864 millones de kWh aproximadamente en el mes de septiembre, esto debido a las medidas de apertura de diferentes sectores en el país en el marco de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

Durante el cuarto trimestre 2020, el componente presentó una tendencia creciente en los meses de octubre y noviembre, lo anterior se debe a que en el mes de octubre los ingresos incrementaron \$14.865 millones de pesos y la demanda disminuyó 82 millones de kWh respecto a los valores presentados en el mes de septiembre, en noviembre, aunque la demanda incrementó y los ingresos presentaron una tendencia estable, la aplicación de ajustes o ΔT calculados por el LAC representaron un incremento en el componente de 3,32 \$/kWh.

Sin embargo, para el mes de diciembre de 2020, se presentó una disminución en el componente de 9,28\$/kWh, lo anterior se debe a una disminución en el ingreso regulado neto de \$29.896 millones respecto al mes de noviembre, debido al aumento en el concepto de la compensación “por pago por atraso en la entrada de infraestructura” (PPA, Res. CREG 022 DE 2001), así mismo, la aplicación de ajustes o ΔT calculados por el LAC representaron una disminución mayor en el componente.

En el primer trimestre 2021, el valor del componente T estuvo en un rango entre 43,96 \$/kWh y 36,10 \$/kWh; es decir que el mínimo estuvo 4,76 \$/kWh y su máximo 3,34 \$/kWh por encima en comparación con los datos presentado en el cuarto trimestre de 2020, el mayor valor se presentó en el mes de febrero de 2021, siendo este el muy similar al presentado en el mes de mayo de 2020. Sin embargo, dicho incremento adicional a la disminución en la demanda, se debe a la aplicación de ΔT calculados por el LAC.

Los ajustes o ΔT calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 1,99 \$/kWh, con un máximo de 5,07 \$/kWh en febrero y un mínimo de -0,93 \$/kWh en enero; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

Para el segundo trimestre de 2021, se puede evidenciar que el componente presentó una disminución hasta el mes de mayo de 2021 respecto del primer trimestre; sin embargo, para el mes de junio de 2021, se presentó un incremento de aproximadamente 11 \$/kWh.

Para el tercer trimestre de 2021, se evidencia que el componente fue disminuyendo mes a mes hasta llegar a 36,97 \$/kWh, estando muy por debajo respecto del valor del junio de 2021 que fue de 47,93 \$/kWh.

Para el último trimestre de 2021, se mantuvo el comportamiento que venía desde el tercer trimestre del año culminado en 38,05 \$/kWh. En promedio los ajustes o ΔT calculados por el LAC estuvieron en 0,26 \$/kWh, donde el mayor valor se presentó en el mes de noviembre de 2021 con 0,66 \$/kWh y el menor en el mes de octubre con un valor de -0,19 \$/kWh.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “Liquidación STN – soporte facturación STN”, se evidenció que los ajustes aplicados en el cuarto trimestre de 2021 se deben a las siguientes causales.



Octubre de 2021

- Ajuste a la facturación STN de abril de 2021. i) Modificación en las compensaciones para EEBT. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC
- Ajuste a la facturación STN de agosto de 2021 i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.

Noviembre de 2021

- Ajuste a la facturación STN de mayo de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Ajuste a la facturación STN de septiembre de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación en la demanda real del STN.

Diciembre de 2021

- Ajuste a la facturación STN de octubre de 2021. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación en la demanda real del STN. iii) Modificación en las compensaciones de ITCT.
- Ajuste a la facturación STN de junio de 2021 i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de octubre de 2021 con \$ 243.589 millones y su menor valor se presentó en el mes de diciembre con un valor de \$ 233.238 millones. Sin embargo, estos valores son inferiores a los presentados en el tercer trimestre de 2021 cuyo promedio fue de 245.122 millones de pesos.

Por ejemplo, para el mes de diciembre de 2021, las disminuciones en los ingresos totales de los Transmisores se deben principalmente a un aumento en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Res. CREG 022 DE 2001) que

ascendieron \$32.330 millones. A continuación, se presenta la descripción de los proyectos que presentaron retrasos y el responsable, tenidos en cuenta por XM en la liquidación de los cargos estimados del STN para el cuarto trimestre de 2021⁴.

Octubre de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 09-2016	\$ 8.648.558.650
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 349.539.978
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 233.628.227

Noviembre de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 14.382.487.337
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 343.288.752
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 229.449.984

Diciembre de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GER SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado con Ampliaciones del STN.	\$ 330.377.523
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 15.317.667.895
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 247.527.680
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 370.333.784
TCE S.A.S. E.S.P. - TCET	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 07-2016	\$ 16.064.472.262

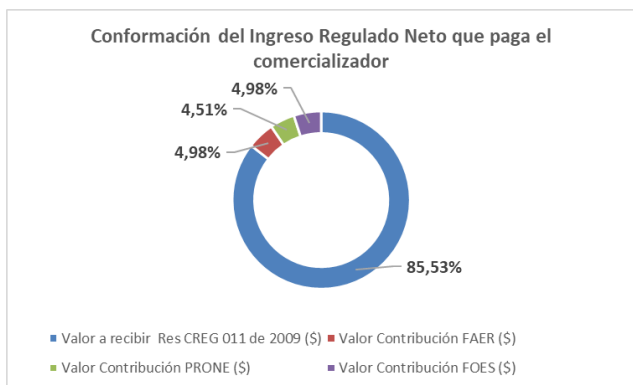
El comportamiento de la demanda presentó un comportamiento de aumento en noviembre y una disminución en diciembre. El aumento en noviembre fue de 140 millones de kWh respecto a octubre, equivalente a un 2,2% y la disminución en diciembre respecto de noviembre fue de 326 millones de kWh, equivalente a un 5%.

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

	oct-21	nov-21	dic-21
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	243.589.397.232	238.382.051.374	233.238.253.744
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	6.365.944.841	6.506.600.757	6.179.977.876
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	-0,195682	0,669659	0,311518
Componente T (\$/kWh)	38,07	37,31	38,05

En promedio para el cuarto trimestre de 2021, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE de la siguiente manera:

⁴ Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021.



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)⁵ 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 ninguna Área de Distribución⁶.

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 para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es

calculado por el LAC. 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 CREG 097 de 2008 o el cargo por uso publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 25 empresas que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: EPM, CHEC, EDEQ, ESSA, CENS, CEO, CEDENAR, CELSIA COLOMBIA OR Celsia Valle del Cauca, CELSIA COLOMBIA OR Tolima, CETSÁ, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR, RUITOQUE, DISPAC, ELECTROCAQUETÁ, AIRE, CARIBEMAR DE LA COSTA, EE PUTUMAYO, ELECTROHUILA, EMSA y ENERGUAVIARE.

Componente de Distribución (DtUN) \$/kWh

ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CENTRO	235,51	241,23	231,82
OCCIDENTE	229,12	232,34	222,28
ORIENTE	192,21	194,62	204,27
SUR	252,31	176,33	171,96
SIN ADD			
DISPAC S.A. ESP	146,66	146,96	146,28
AIR-E S.A.S. E.S.P.	129,03	129,97	151,25
CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	165,81	166,54	200,24
ENERGUAVIARE ESP	177,29	192,55	192,44
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - TOLIMA	342,11	348,32	350,95

Para el cuarto trimestre de 2021, el valor más alto se presentó en diciembre de 2021 para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 350,95 \$/kWh. Este OR no pertenece a ninguna área de distribución por lo que el cargo por uso publicado por el LAC se traslada directamente al usuario. El incremento se debe al ingreso a la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado y se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas y la variable CPROG.

Con la venta de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y la separación de su mercado COSTA CARIBE en CARIBE SOL y CARIBE MAR, se crearon las empresas AIR-E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. respectivamente para atender la demanda. Estas empresas obtuvieron su aprobación de ingresos a finales del mes de junio de 2021 y el impacto de la nueva metodología se evidenció a partir del mes de julio de 2021.

⁵ 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.

⁶ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.: Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre; ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.



A partir de este momento, sus cargos por uso de distribución que venían siendo idénticos al calcularse bajo la Resolución CREG 097 de 2008, ahora son diferentes puesto que ya sus sistemas de distribución son independientes con características diferentes.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a AIRE S.A.S. E.S.P. igual a 129,03 \$/kWh en el mes de octubre de 2021.

Debe tenerse presente que con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, a partir de mayo de 2019 no se estaban aplicando los incentivos por calidad a los cargos por uso, ya que, desde el primero de enero de 2019, todas las compensaciones por calidad media e individual se encuentran suspendidas y serán tenidas en cuenta una vez se apruebe la resolución particular de aprobación de ingresos de cada OR. (Artículo 36 Res. CREG 036 de 2019 que modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG 015 de 2018). En la actualidad, para las empresas que ya se encuentran en el nuevo esquema, el LAC inició con el cálculo de estas compensaciones.

A continuación, se muestran los valores de los incentivos por calidad media (Dtcs) en \$/kWh de cada uno de los OR que se encuentran con aprobación de ingresos y que son tenidos en cuenta en el cálculo del componente de Distribución:

Operador de Red	Mercado	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EMSA	META		0,00	0,00
ENERGUAVIARE	GUAVIARE		0,00	0,00
EBSA	BOYACA	11,64	11,79	11,79
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	10,69	10,83	10,83
EDEQ	QUINDIO	8,42	8,53	8,53
DISPAC	CHOCO	7,14	7,23	7,61
CODENSA	BOGOTA	6,46	6,55	6,55
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	6,29	6,38	6,38
ESSA	SANTANDER	5,69	5,77	5,77
CENS	NORTE DE SANTANDER	4,88	4,94	4,94
EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	3,80	3,85	3,85
EMCALI	CALI	3,09	3,13	3,13
CHEC	CALDAS	2,88	2,92	2,92
CETSA	TULUA	0,16	0,16	0,16
AIRE	CARIBE SOL	0,00	0,00	0,00
CARIBEMAR DE LA COSTA	CARIBE MAR	0,00	0,00	0,00
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETA	0,00	0,00	-18,21
ELECTROHUILA	HUILA	0,00	0,00	-8,62
EPUTUMAYO	PUTUMAYO	0,00	0,00	-6,64
CEDENAR	NARIÑO	-0,14	-0,14	-0,14
CEO	CAUCA	-0,39	-0,40	-0,40
EEP	PEREIRA	-3,90	-3,95	-3,95
EEP	CARTAGO	-5,43	-5,50	-5,50
ENELAR	ARAUCA	-7,81	-7,91	-4,94
RUITOQUE	RUITOQUE	-60,76	-61,55	-61,55

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación, se realiza un comparativo entre

los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ($IngPC_{ORj}$) y el indicador SAIDI, con el fin de evaluar la relación existente entre estas dos variables.

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y/o del aplicativo INDICA de XM; y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD 8055 de 2010. También se aclara que para las empresas cuyo SAIDI no haya sido reportado o que la SSPD considere que es un valor atípico frente a lo que venía reportando, se podrá tomar lo reportado por XM S.A. E.S.P. en INDICA o se desestimará y se indicará en la gráfica a través de un color amarillo.

Así las cosas, la variable $IngOR_j$, calculado para nivel de tensión 1, fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del cuarto trimestre de 2021 (octubre, noviembre y diciembre).

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 octubre de 2021, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de agosto de 2021.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el cuarto trimestre del año 2021 de la siguiente manera:

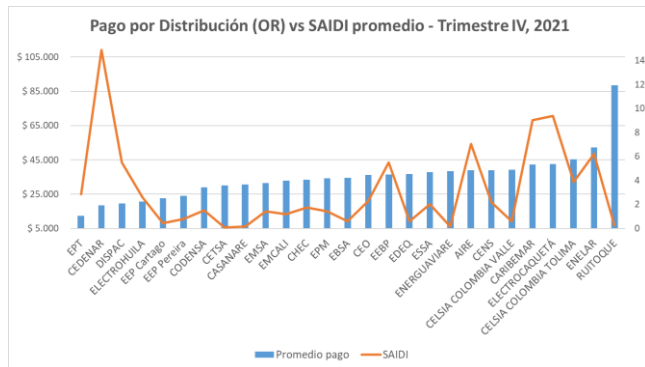
$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_j_TIV(NT_1)}{No._de_usuariosOR_j_TIV(NT_1)}$$

Donde:

- $IngOR_j_TIV(NT_1)$: Ingresos promedio del OR, para el cuarto trimestre del año 2021 en nivel de tensión 1.
- $No._de_usuarios_OR_j_TIV(NT_1)$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del cuarto trimestre del año 2021.



Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo (eje primario) y contrastarlo contra el indicador SAIDI (eje secundario), pudo observarse lo siguiente:



En general, se espera que a menor ingreso per cápita vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; por lo anterior puede evidenciarse a la empresa RUOTIQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 88.591) pero con un promedio de SAIDI de 0,2469 horas y a la empresa EE PUTUMAYO con el ingreso por usuario más bajo (\$ 12.300) pero con un SAIDI, si bien no el más alto entre las empresas analizadas, tiene el puesto 19 de 27 con 2,86 horas.

El SAIDI promedio más alto lo presentó CEDENAR con un valor de 14,88 horas y un ingreso por usuario de \$ 18.327.

De acuerdo con la información utilizada, AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA presentan SAIDI promedio de 7,05 horas y 9,02 horas respectivamente con ingresos por usuario promedio de \$ 38.959 y \$ 42.296 encontrándose por encima del promedio de ingresos por usuario de todos los OR analizados. Finalmente, se indica que el promedio simple del ingreso promedio del trimestre de todos los OR pagado por cada usuario es igual a \$35.064.

Sistema de Transmisión Regional STR

De acuerdo con la regulación, el Sistema de Transmisión Regional (STR) es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

Los STR que existen en el país, han sido conformados a través de diferentes actos administrativos expedidos por la Comisión. En un inicio la Resolución CREG 029 del 2003

creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur) indicando las empresas que lo conformaban. A la fecha, se encuentra vigente la conformación de los STR definida en el capítulo 8 de la Resolución CREG 015 de 2018.

A continuación, se presenta el detalle para el cálculo de los cargos por nivel de tensión 4 publicados por el LAC para cada uno de los sistemas:

		oct-21	nov-21	dic-21	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	52.876.509.853	53.565.709.838	53.565.709.838
	B	Compensación total - CAL (COP)	41.213.526	59.071.454	32.563.539
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)			
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	52.835.296.327	53.506.638.384	53.533.146.299
	= D	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.579.155.442	1.611.608.419	1.549.797.890
	E	ΔSTR (\$/kWh)	-0,093612	0,07023	-0,007844
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	33,3643	33,2710	34,5342	

Para el cuarto trimestre de 2021, se evidencia un incremento en el cargo CD4 de 0,72 \$/kWh en octubre de 2021 respecto a septiembre de 2021, y posterior aumentó en diciembre de 1,26 \$/kWh respecto a noviembre; lo anterior, está relacionado con variaciones en las demandas del STR Norte ya que el ingreso mensual neto, si bien se incrementó mes a mes, se considera que no presentó cambios significativos salvo las afectaciones por compensación.

La compensación total por indisponibilidad de activos en este STR, corresponde principalmente a los OR CARIBEMAR, AIR-E, CELSIA COLOMBIA y al TR ENELCA.

		oct-21	nov-21	dic-21	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	115.121.195.812	122.986.599.436	125.880.872.579
	B	Compensación total - CAL (COP)	141.938.542	1.327.228.514	112.168.086
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	399.015.914	358.980.166	358.980.166
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	114.580.241.356	121.300.390.757	125.409.724.327
	= D	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.264.995.182	4.352.393.968	4.227.163.293
	E	ΔSTR (\$/kWh)	-0,169049	0,01352	-0,03042
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	26,6962	27,8833	29,6372	

A diferencia del STR NORTE, el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR se incrementó en un promedio de 1,12 \$/kWh. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en noviembre de 2021 respecto a octubre de 2021, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR EMSA y EPM calculada para octubre. Por ejemplo, EPM pasó de compensar \$ 5,798 millones en octubre a \$571 millones en octubre; y EMSA que no había compensado en octubre, para noviembre presenta de una de \$624 millones.

Así mismo, se evidencia que el STR CENTRO SUR fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de



infraestructura (PPA) de Electrohuila y EMSA tal como se muestra a continuación:

Octubre 2021

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	211.536.636,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	187.479.278,00

Noviembre 2021

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	214.287.379,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	144.692.787,00

Diciembre 2021

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	214.287.379,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	144.692.787,00

Fuente: xm.com.co

6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se agrupan 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 comercializadoras integradas al operador de red, 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 Res. CREG 180 de 2014 se establece como un costo máximo, por lo que regulatoriamente es posible aplicar un menor valor en este componente (a través del MO); afectando directamente el valor del 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 Res. CREG 031 de 1997, el régimen de tarifas de libertad regulada establece precios máximos y se faculta al comercializador para aplicar un valor inferior siempre y cuando esté económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas un eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada es calculada

como se ha indicado en este documento, dando como resultado un valor de 3879,55 \$/USD\$.

Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó un crecimiento de 3,86% respecto al tercer trimestre de 2021 pasando de 82,20 \$/kWh a 85,37 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 52,21 \$/kWh, en el mes de octubre. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIRE, con 120,87 \$/kWh, en el mes de diciembre.

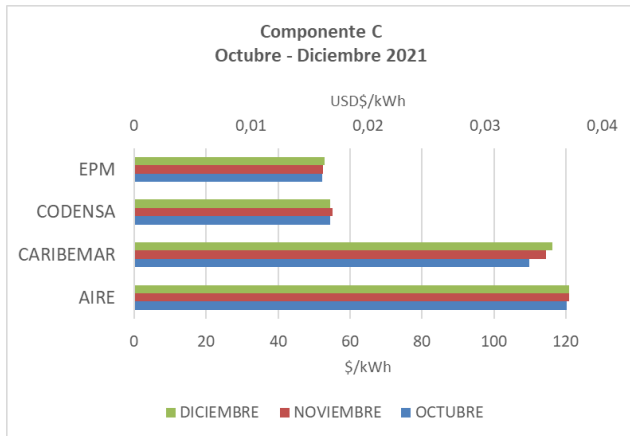
El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales y costo base de comercialización y, como se mencionó en boletines anteriores, para los mercados de comercialización Caribe Mar y Caribe Sol fueron modificados por medio de la Res. CREG 188 de 2020 junto con el Riesgo de Cartera.

Adicionalmente, estas dos empresas presentan 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.

Las modificaciones anteriores, generan un impacto significativo en el cálculo del componente (incrementándolo aproximadamente 20 \$/kWh) ya que iniciaron a aplicar en el mes de noviembre de 2020.

Aunado a lo anterior, debe tenerse presente que la metodología del cálculo del componente de Comercialización, tiene en cuenta el valor del CU parcial del mes anterior, que se vio fuertemente afectado por el incremento del componente de pérdidas a raíz de la aplicación del Δ GT retrospectivo contemplado en la Resolución CREG 010 de 2020. De acuerdo con lo informado por las empresas, para el NT1 con propiedad de activos de OR los Δ GT retrospectivos que serán aplicados por 12 meses a partir del julio de 2021 ascienden a 58,53 \$/kWh para CARIBEMAR DE LA COSTA y 99,06 \$/kWh para AIRE. La aplicación de los Δ GT retrospectivos finaliza en el mes de junio de 2022 que es donde se cumplen doce meses de su aplicación.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	120,22	120,86	120,87
CARIBEMAR	109,84	114,51	116,36
CODENSA	54,47	55,16	54,53
EPM	52,21	52,43	52,93

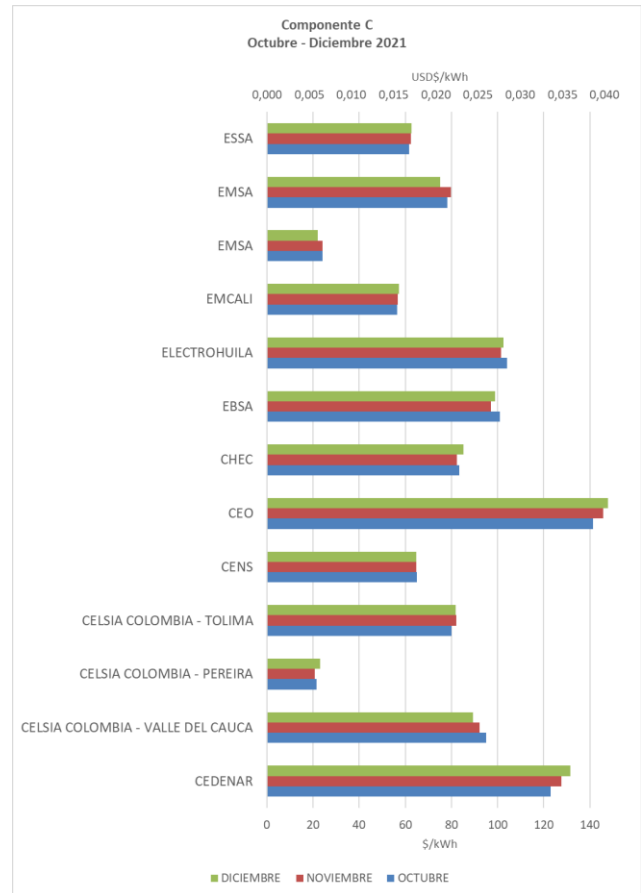


Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 79,87 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2021, estando por debajo del promedio del tercer trimestre en 5,94 \$/kWh. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por Celsia Colombia S.A. E.S.P en el mercado Pereira en el mes de noviembre con un valor igual a 20,78 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en diciembre, con un valor de 147,87 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	122,88	127,72	131,41
CELSIA COLOMBIA - VALLE DEL CAUCA	94,94	92,25	89,44
CELSIA COLOMBIA - PEREIRA	21,44	20,78	23,13
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	80,05	82,12	81,91
CENS	65,11	64,74	64,89
CEO	141,41	145,84	147,87
CHEC	83,49	82,47	85,09
EBSA	100,90	96,99	98,81
ELECTROHUILA	104,08	101,63	102,62
EMCALI	56,57	56,74	57,15
EMSA	24,23	24,17	22,07
EMSA	78,30	79,87	75,01
ESSA	61,60	62,41	62,64

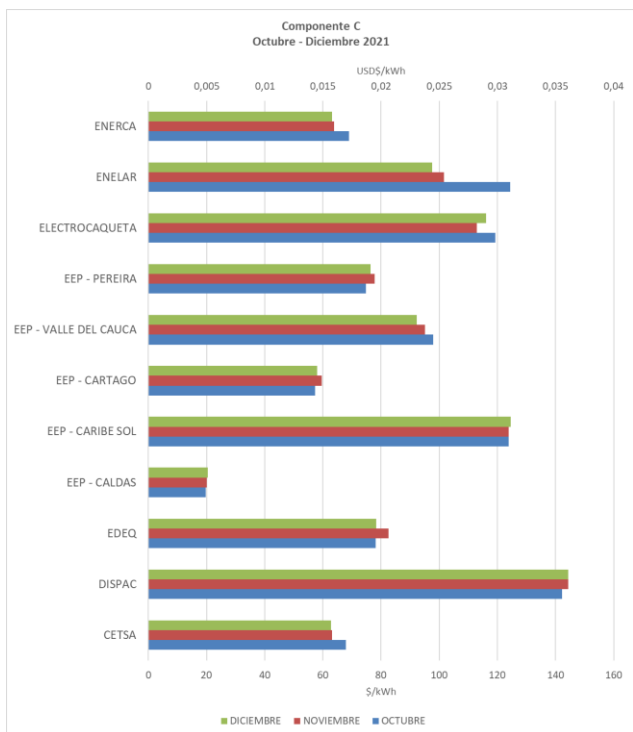
Dentro del grupo 2, las empresas CEDENAR S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el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



Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el cuarto trimestre de 2021 de 83,88 \$/kWh, 1,83% más que el anterior trimestre. Para el mes de octubre de 2021 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 19,19 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de noviembre de 2021 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 139,96 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	65,87	61,26	60,87
DISPAC	137,91	139,96	139,95
EDEQ	75,89	80,10	75,97
EEP - CALDAS	19,19	19,50	19,76
EEP - CARIBE SOL	120,22	120,22	120,86
EEP - CARTAGO	55,55	57,86	56,37
EEP - VALLE DEL CAUCA	94,94	92,25	89,44
EEP - PEREIRA	72,53	75,47	74,07
ELECTROCAQUETA	115,62	109,51	112,70
ENELAR	120,67	98,61	94,66
ENERCA	66,91	61,97	61,32



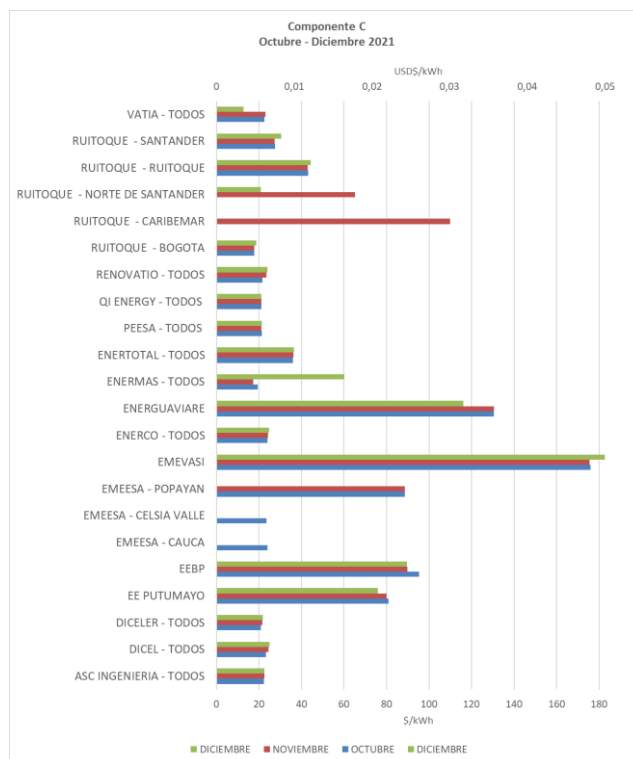
Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia, Enertotal, Dicel, Renovatio, PEESA, ASC Ingeniería, Enerco, Enermas y QI Energy fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - TODOS	22,23	22,63	22,52
DICEL - TODOS	23,27	24,41	25,01
DICELER - TODOS	20,87	21,57	21,90
EE PUTUMAYO	80,94	79,98	75,98
EEBP	95,24	89,73	89,53
EMEESA - CAUCA	23,87		
EMEESA - CELSIA VALLE	23,42		
EMEESA - POPAYAN	88,71	88,71	
EMEVASI	175,92	175,47	182,81
Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ENERCO - TODOS	23,93	24,26	24,70
ENERGUAVIARE	130,48	130,50	116,06
ENERMAS - TODOS	19,43	17,20	60,23
ENERTOTAL - TODOS	35,92	36,21	36,36
PEESA - TODOS	21,26	21,05	21,37
QI ENERGY - TODOS	21,06	21,21	21,19
RENOVATIO - TODOS	21,65	23,61	23,94
RUITOQUE - BOGOTA	17,85	17,71	18,74
RUITOQUE - CARIBEMAR		109,84	
RUITOQUE - NORTE DE SANTANDER		65,11	20,86
RUITOQUE - RUITOQUE	43,07	42,90	44,37
RUITOQUE - SANTANDER	27,62	27,38	30,55
VATIA - TODOS	22,45	22,95	12,71

La información que no se muestra en la tabla para la empresa RUITOQUE corresponde al periodo de incursión en los mercados Caribemar y Norte de Santander; mientras que para EMEESA, obedece estrictamente al no reporte de

la información tarifaria en el capítulo de tarifas del SUI para lo cual la DTGE se encuentra haciendo seguimiento a la empresa.



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 49,15 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2021. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa VATIA S.A. E.S.P., con un valor igual a 12,71 \$/kWh en el mes de diciembre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mismo mes en la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 182,81 \$/kWh.

7. Componente de Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas reconoce al prestador el costo de las pérdidas de energía que se considera aceptable en el proceso de llevar la energía hasta el usuario final, toda vez que la existencia de estas pérdidas 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)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	280,56	282,31	282,32
ASC INGENIERIA	50,38	50,84	51,72
CARIBEMAR	207,84	206,67	207,44
CEDENAR	43,46	42,12	45,03
CELSIA COLOMBIA*	58,13	58,25	58,58
CENS	58,19	58,77	59,92
CEO	53,40	61,01	61,26
CETSA	49,36	49,49	49,63
CHEC	43,89	42,84	44,79
CODENSA	48,95	48,18	48,10
DICEL*	72,23	71,97	72,85
DICELER*	186,03	186,50	186,43
DISPAC	61,81	60,62	61,08
EBSA	49,80	50,00	49,80
EDEQ	44,71	44,76	44,84
EE PUTUMAYO	47,05	48,46	49,40
EEBP	46,23	45,83	45,73
EEP*	86,23	85,10	85,06
ELECTROCAQUETA	45,85	45,01	44,75
ELECTROHUILA	67,83	67,81	68,67
EMCALI	39,83	40,02	40,25
EMEESA*	48,28	42,53	
EMEVASI	47,60	47,70	47,86
EMSA*	45,24	44,06	51,33
ENELAR	46,74	48,25	48,59
ENERCA	49,52	47,26	49,00
ENERCO*	87,26	87,49	88,34
ENERGUAVIARE	47,34	32,69	25,14
Componente PR (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ENERMAS*	40,28	53,09	97,87
ENERTOTAL*	87,86	88,47	88,85
EPM	47,05	47,20	48,72
ESSA	49,29	49,80	51,41
PEESA*	67,20	67,58	67,15
QI ENERGY*	66,21	65,47	66,22
RENOVATIO*	75,02	77,86	79,66
RUITOQUE*	34,84	68,64	48,83
VATIA*	60,88	62,23	66,26

* 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, se observa que el menor valor lo presentó ENERGUAVIARE en el mes de diciembre de 2021 con 25,14 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de diciembre de 2021 para la empresa AIRE con 282,32 \$/kWh.

Desde el segundo trimestre 2020, se evidencian los incrementos presentados en las empresas que ingresaron al esquema para la remuneración de la actividad de distribución establecido en la Res. CREG 015 de 2018, lo

anterior debido a que la metodología en mención remunerara los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía que se efectúa a través de la variable CPROG en este componente. De acuerdo con la regulación, la remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

A continuación, nos permitimos mostrar los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los Operadores de Red que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el cuarto trimestre 2021:

Operador de Red	Mercado	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	NARIÑO	0,00	0,00	0,00
RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
ENELAR	ARAUCA	0,51	0,51	0,52
EBSA	BOYACA	1,28	1,28	1,28
CETSA	TULUA	2,60	2,65	2,68
ESSA	SANTANDER	3,23	3,24	3,27
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	3,38	3,42	3,46
CODENSA	BOGOTA	3,61	3,61	3,64
EMCALI	CALI	3,88	3,89	3,94
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	3,91	3,94	3,98
EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	4,49	4,51	4,56
Operador de Red	Mercado	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EDEQ	QUINDIO	4,52	4,54	4,58
CENS	NORTE DE SANTANDER	5,09	5,10	5,13
EEPUTUMAYO	PUTUMAYO	5,61	5,04	5,12
CHEC	CALDAS	5,72	5,75	5,79
CEO	CAUCA	6,22	6,26	6,33
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	6,31	6,32	6,40
EEP	PEREIRA	6,46	6,47	6,51
EEP	CARTAGO	7,44	3,13	3,16
CARIBEMAR DE LA COSTA	CARIBE MAR	19,50	19,66	19,79
ELECTROHUILA	HUILA	19,66	19,84	20,09
AIRE	CARIBE SOL	23,56	23,98	24,40
DISPAC	CHOCO	24,48	24,64	24,94
EMSA	META		0,00	15,33
ENERGUAVIARE	GUAVIARE		0,00	18,68

Fuente: Formatos SUI

Así mismo, de conformidad con la aplicación de la Resolución CREG 010 de 2020 para los comercializadores que presten el servicio de comercialización en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar, se debe aplicar al componente de Pérdidas un valor de ΔGT retrospectivo que será aplicado por los próximos 12 meses a partir del julio de 2021, mes de inicio de la aplicación de los nuevos ingresos de distribución a los dos operadores de red de estos mercados.

Como se mencionó en el análisis del componente de Comercialización, los ΔGT retrospectivos ascienden a 58,53 \$/kWh para CARIBEMAR DE LA COSTA y 99,06 \$/kWh para AIR-E.



8. Componente de Restricciones (R)

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

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

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

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga⁷, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

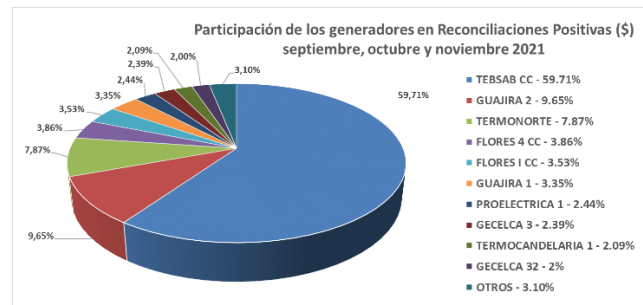
Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 y 063 de 2020, y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este cuarto trimestre de 2021, corresponden al 100,17% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 0,17%.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

⁷ En la actualidad los saldos de este rubro son iguales a cero, sin embargo, se mantienen dado que son incluidos por el ASIC en los archivos de liquidación.

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

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021:



*CC: Ciclo combinado

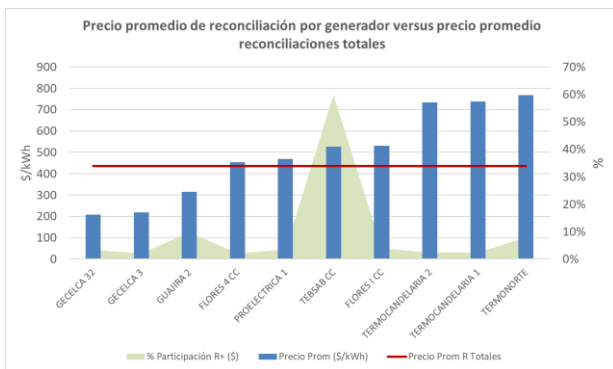
En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer trimestre de 2021, que se mantuvo la misma configuración de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas; para el cuarto trimestre 2021, Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 59,71% de las mismas, valor superior a la participación del trimestre anterior incrementado en 7,88% puntos porcentuales.

Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo septiembre, octubre y noviembre de 2021. Este cálculo es comparado



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

En la siguiente gráfica pueden observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 97% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.



*CC: Ciclo combinado

Para el cuarto trimestre, el recurso con mayor participación corresponde a Tebsa con 59,71% con un precio promedio de 92,11 \$/kWh por encima al precio promedio de 435,44 \$/kWh; mientras que, Termonorte es el tercer generador con participación más alta (7,87%) y con el precio promedio más alto igual a 767,24 \$/kWh.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre tuvo un incremento de 21,09% correspondiente a 75,83 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de enero de 2021 a diciembre de 2021, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta una tendencia creciente.

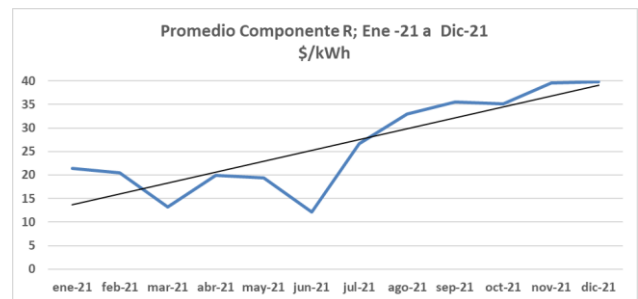
Ahora bien, en la gráfica se puede evidenciar que el mayor valor del componente durante el año 2021, se presentó en el mes de diciembre con un valor de 39,80 \$/kWh; y el valor más bajo se presentó en el mes de junio de 2021 igual a 12,10 \$/kWh debido a un incremento en los alivios aplicados

a las restricciones alcanzando un valor de 93.630 millones de pesos en el mes de mayo de 2021.

En el tercer trimestre de 2021, el componente de restricciones presentó un incremento importante respecto al promedio del mes de junio de 2021 ya que para septiembre era igual a 35,46 \$/kWh. Lo anterior, podría deberse, entre otras causas, a la disminución del precio de bolsa, ocasionado como ya se ha indicado que las plantas térmicas que generaban en mérito, inician a generar por seguridad, lo que implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se transfiere a la demanda vía componente de Restricciones.

Para el cuarto trimestre de 2021, se evidencia un incremento en el valor de las restricciones totales asignadas a los comerciales para noviembre y diciembre, ya que para octubre fueron de \$177.526 millones y para estos dos meses respectivamente, fueron de \$212.884 millones y \$205.296 millones respectivamente.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para octubre, noviembre y diciembre de 2021.



De igual forma, dentro del componente de restricciones, aparte de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. Para el tercer cuarto 2021 este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas y quizás, ya se haya reconocido a los comercializadores todo este dinero.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado



mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 7,01% del total de las restricciones asignadas. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” que alcanzó un valor de 194 millones en el trimestre.

Desde el segundo trimestre de 2021, específicamente para el mes de mayo de 2021, se inició con la inclusión de un nuevo concepto relacionado con la Res. CREG 207 de 2020, el cual reconoce el esquema para adelantar la auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de gas combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores con un valor de 129 millones de pesos aproximadamente, para el tercer trimestre no había estado presente, pero para este cuarto trimestre presentó un valor de 116 millones equivalente al 0,02% de las restricciones asignadas al comercializador.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 94,87% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Resolución CREG 060 de 2019, que corresponde a la modificación realizada por la comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, presentó un valor de 54 millones de pesos, lo que representa una participación de 5,13% de los alivios trasladados a la demanda.

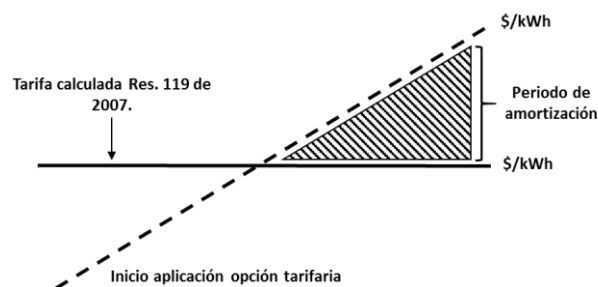
A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el cuarto trimestre de 2021 y corresponde a los meses septiembre, octubre y noviembre de 2021.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	595.707.046.223
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	194.575.330
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 207 /2020: Auditoría plantas termicas precios gas (\$)	116.382.001
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	44.901.390.701
Total Restricciones asignadas	640.919.394.255
- Rentas de congestión (\$)	1.002.193.561
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	54.189.129
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	1.056.382.690
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	639.863.011.565

9. Opción Tarifaria

La metodología de Opción tarifaria establecida en la Res. CREG 012 de 2020, ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado.

De forma general, la metodología de la opción tarifaria permite calcular un menor valor al CU obtenido de la aplicación de la Res. CREG 119 de 2007. No obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU obtenido de la Res. CREG 012 de 2020, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario, como se evidencia en la siguiente gráfica:



Ahora bien, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las medidas de aislamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Resolución CREG 058 de 2020, en la cual obliga a los comercializadores del servicio de energía eléctrica a aplicar la metodología de la opción



tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes.

La Resolución CREG 058 de 2020, en materia de la metodología de opción tarifaria ha sido modificada por la Resolución CREG 108 y 152 de 2020. En esta última, se establecen las condiciones de aplicación de la variable PV, la cual influye directamente en la recuperación de los saldos por parte de los comercializadores.

Vale la pena aclarar sobre la finalización de una opción tarifaria, que, conforme a los pronunciamientos de la CREG, se entiende de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020, que cuando la metodología para el cálculo de CU de opción tarifaria opta por el primer factor de la fórmula (Costo cobrado en el mes anterior más el PV) la empresa continúa en opción mes a mes ya que no puede recuperar su Saldo Acumulado en una sola cuota (mes).

En el momento en que la metodología arroja el resultado por el segundo factor (CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007 más el saldo acumulado), se entiende que este es el último mes de aplicación de la opción tarifaria, dado que el prestador puede recuperar la totalidad del saldo acumulado en una sola cuota.

En caso de que existan diferencias entre lo calculado y lo cobrado, dichas diferencias no serán objeto de reliquidaciones posteriores, y se entienden como parte del riesgo del comercializador (a favor o en contra).

Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Res. CREG 012 de 2020, para este cuarto trimestre de 2021, 28 comercializadores, continúan aplicando la senda de Opción tarifaria. En el Anexo 1. “*Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)*” se pueden evidenciar los nombres de las empresas que se encuentran en Opción Tarifaria, así como la comparación del CU resultado de la Res. CREG 119 de 2007 y el de la Res. CREG 012 de 2020.

A continuación, nos permitimos mostrar los saldos acumulados (SA) reportados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución SSPD 12515 de 2021, por cada uno de los comercializadores de energía con corte al mes de diciembre de 2021:

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	21.555.919
ENERCO S.A. E.S.P.	34.787.012
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	93.567.599
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP	207.128.243
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	268.393.503
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	286.802.817
EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	730.475.198
DICELER S.A. E.S.P.	822.219.507
QI ENERGY SAS ESP	1.333.374.452
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA	3.452.718.010
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	4.180.430.375
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	4.935.457.153
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP	7.106.190.478
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	9.824.718.392
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP	10.662.449.949
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	13.284.858.099
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	17.932.154.500
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A.E.S.P.	22.439.988.367
VATIA S.A. E.S.P.	23.728.299.043
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	27.808.746.186
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	43.995.459.782
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	50.507.680.007
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	58.561.496.789
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	234.691.317.616
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	300.060.461.871
CODENSA S.A. ESP	342.839.905.521
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	357.264.658.023
AIR-E S.A.S. E.S.P.	467.166.229.605

Nota: Saldos Acumulados a diciembre 2021. Todos los niveles de tensión



10. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que de acuerdo con la regulación vigente la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), a continuación se presenta el promedio simple (para el cuarto trimestre de 2021) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular⁸.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	602,24
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	608,86
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	612,02
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	619,22
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	623,58
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	635,98
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	641,14
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	694,45
CALDAS	VATIA	CENTRO	600,61
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	616,08
CALDAS	EEP	CENTRO	616,90
CALDAS	PEESA	CENTRO	617,88
CALDAS	DICEL	CENTRO	634,64
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	638,57
CALDAS	CHEC	CENTRO	646,53
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	685,91
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	611,58
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	631,09
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	633,74
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	634,50
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	649,39
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	658,95
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	669,44
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	710,41
PEREIRA	VATIA	CENTRO	604,28
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	605,12
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	618,03
PEREIRA	PEESA	CENTRO	619,06
PEREIRA	DICEL	CENTRO	631,47
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	644,73
PEREIRA	EEP	CENTRO	669,40
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	710,26
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	753,45
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	616,16
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	617,91
QUINDIO	PEESA	CENTRO	620,09
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	628,77
QUINDIO	DICEL	CENTRO	633,56
QUINDIO	VATIA	CENTRO	650,24
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	701,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	582,30
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	610,68
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	613,79
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	580,69
SANTANDER	VATIA	CENTRO	604,78
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	624,69
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	625,80
SANTANDER	ESSA	CENTRO	626,19
SANTANDER	PEESA	CENTRO	627,91
SANTANDER	DICEL	CENTRO	641,42
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	659,68
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	686,73

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	581,69
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	592,99
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	602,45
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	604,30
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	624,08
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	664,27
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	668,17
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	724,50
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	602,09
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	604,83
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	619,42
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	620,40
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	672,08
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	706,96
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	831,34
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	611,46
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	624,52
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	625,66
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	627,67
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	656,54
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	681,49
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	725,38
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	730,60
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	755,36
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	594,23
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	606,21
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	608,77
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	611,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	611,32
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	627,80
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	631,71
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	658,32
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	680,27
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	743,34
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	579,60
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	606,20
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	614,00
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	633,40
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	685,45
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	686,38
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	729,35
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	669,17
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	573,24
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	604,86
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	609,12
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	621,29
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	625,84
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	626,33
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	919,30

⁸ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	563,66
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	565,67
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	632,57
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	526,54
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	554,76
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	568,84
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	577,76
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	580,86
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	582,36
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	595,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	600,10
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	611,04
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	639,45
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	750,74
BOYACA	VATIA	ORIENTE	576,48
BOYACA	PEESA	ORIENTE	582,68
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	586,46
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	591,25
BOYACA	DICEL	ORIENTE	599,81
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	605,94
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	647,57
BOYACA	EBSA	ORIENTE	650,65
HUILA	VATIA	ORIENTE	566,88
HUILA	PEESA	ORIENTE	599,78
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	600,60
HUILA	DICEL	ORIENTE	615,16
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	623,51
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	670,33
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	675,81

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	602,92
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	665,76
CAQUETA	VATIA	SUR	581,62
CAQUETA	PEESA	SUR	583,08
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	583,11
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	665,81
CASANARE	VATIA	SUR	566,66
CASANARE	PEESA	SUR	578,45
CASANARE	QI ENERGY	SUR	578,55
CASANARE	EMSA	SUR	596,14
CASANARE	DICEL	SUR	596,81
CASANARE	RENOVATIO	SUR	600,94
CASANARE	ENERCA	SUR	687,35
META	VATIA	SUR	574,75
META	QI ENERGY	SUR	582,83
META	PEESA	SUR	583,43
META	DICEL	SUR	597,19
META	RENOVATIO	SUR	602,87
META	EMSA	SUR	671,45
PUTUMAYO	VATIA	SUR	571,68
PUTUMAYO	PEESA	SUR	588,80
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	665,14
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	760,45

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	565,22
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	570,53
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	584,53
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	621,06
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	705,32
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	727,85
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	731,09
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	745,41
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	787,00
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	794,71
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1030,57
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	567,13
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	573,12
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	593,87
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	621,06
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	664,23
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	705,32
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	765,22
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	775,01
CARIBE SOL	ENERMAS	SIN ADD	794,80
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	852,51
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1030,57
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	632,89
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	637,86
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	670,96
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	691,92
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	757,27
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	759,46
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	777,06
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	871,73
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	886,10
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	912,76

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 1 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.

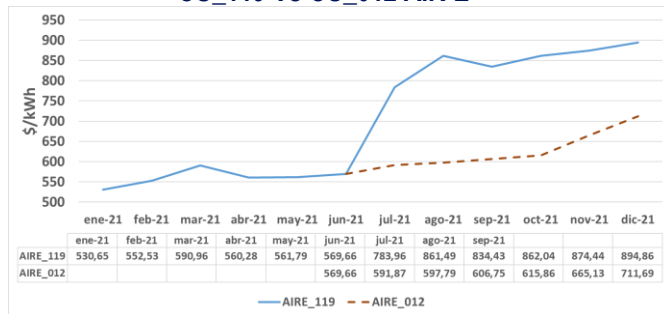
Teniendo en cuenta el presente documento corresponde al último trimestre del año, es válido indicar cuales fueron las empresas con los costos unitarios de prestación del servicio más altos del 2021. En términos del CU calculado a través de la metodología general definida por la Resolución CREG 119 de 2007, se calculó el acumulado a diciembre de 2021 de las variaciones del CU de un mes a otro obteniendo como resultados que las empresas con la variación acumuladas más altas fueron AIR-E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar respectivamente. Lo anterior debido a la entrada en aplicación del régimen transitorio especial para la región caribe definido en la Resolución CREG 010 de 2020 y el inicio de la aplicación de la metodología de remuneración de la actividad de Distribución.



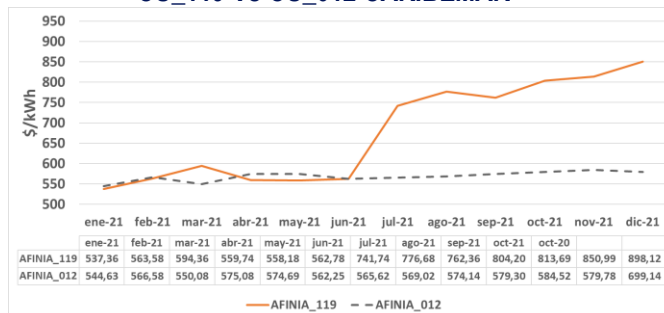
Sin embargo, si bien estas dos empresas presentaron la variación acumulada del CU más altas, gracias a la aplicación de la opción tarifaria el usuario percibió en promedio un CU menor en 214,63 \$/kWh para AIR-E y para CARIBEMAR en 108,33 \$/kWh. Estos valores en \$/kWh se convierten en saldos acumulados (\$) que son actualizados mes a mes mediante una tasa de interés para que finalmente puedan recuperados por el comercializador.

En las siguientes dos gráficas, se muestra una gráfica donde se compara el CU_119 y CU_012 de estas dos empresas con el objeto de visualizar como se mitiga el impacto al usuario a través de la opción tarifaria.

CU_119 Vs CU_012 AIR-E



CU_119 Vs CU_012 CARIBEMAR



Finalmente, informamos que la Superservicios puso a disposición de todos los grupos de interés la información relacionada con el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y las tarifas de energía aplicadas por los comercializadores integrados a los Operadores de Red (OR) del nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR en una ventana de 12 meses pertenecientes al SIN. Lo anterior, permitirá realizar el seguimiento mensual del comportamiento del CU y la tarifa por cada uno de los interesados a la empresa de su interés.

El documento "Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red" se encuentra disponible en la página web de la Superservicios (<https://www.superservicios.gov.co/publicaciones>), no obstante,

es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

11. Usuarios no regulados

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

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

Así las cosas, para un usuario no regulado las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral cuya definición de precio no responde a una metodología regulatoria.

Frente a los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, la Superintendencia vigila que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Para hacer un seguimiento a estos precios, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio por cada una de las empresas, por tipo de usuario, por nivel de tensión y por ADD, para compararlo con un posible valor mínimo de CU estimado para estas mismas clasificaciones con el fin de identificar datos atípicos.

El cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021, usando los campos y filtros siguientes:

Res. 8055 de 2010

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

Res. 12515 de 2021

- Campo 1:** NIU
- Campo 5:** Tipo de factura
- Campo 12:** Tipo de Tarifa
- Campo 14:** Consumo Usuario (kWh)
- Campo 17:** Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)) se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). De acuerdo con la definición del campo 16 (F3) o 17 (TC2), el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo del valor en pesos del consumo del usuario multiplicado por el CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16 (8055 de 2010) y Campo 14 y 17 (12515 de 2021)) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 o 17 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Por otro lado, en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, 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 cuarto trimestre de 2021 y que es igual a 86,06 \$/kWh, correspondiente a octubre 30 de 2021.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del cuarto trimestre de 2021, igual a 37,81 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 86,06 \$/kWh y el T promedio de 37,81 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR que ya se encuentran con aprobación de ingresos. Así mismo se

tuvo en cuenta el promedio de los CPROG del trimestre de todas las empresas que cuentan con ingresos aprobados.

Para los OR que no pertenecen a un ADD, mercados Caribe Mar, Caribe Sol, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 86,06 \$/kWh y el T promedio de 37,81 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar. Para los mercados de la costa, se aplica el Delta GT retrospectivo del mercado regulado a partir del mes de julio de 2021 y por 12 meses más.

- **Componente D:** Se tomó el valor promedio del cuarto trimestre de 2021 del DtUN de cada ADD por NT y se asume que la propiedad del activo para el NT1 es del usuario por lo que se consideró un CDI de 40 \$/kWh. Para mercados sin ADD, se tomó el promedio trimestral de los cargos de distribución de cada OR.
- **Componente C:** Para el presente análisis la SSPD lo estimó en 3 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del cuarto trimestre de 2021 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (38,13 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CU_{Min} resumidos en la siguiente tabla. Igualmente, los resultados obtenidos para cada empresa, por ADD y nivel de tensión se detallan en el anexo 2 de este documento. En esta comparación, se identificaron los valores promedio obtenidos que se encuentran por debajo del CU_{Min} calculado por la SSPD (resaltado naranja en las tablas del anexo), ya que se podría considerar que algunos de los componentes regulados se encuentran por debajo del menor valor liquidado en el mercado de energía o puede corresponder a un reporte erróneo en el nivel de tensión certificado en el Formato 1 o TC1 por parte del OR.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	386,08
CENTRO	NT2	328,30
CENTRO	NT3	242,17
CENTRO	NT4	201,80
OCCIDENTE	NT1	377,80
OCCIDENTE	NT2	313,55
OCCIDENTE	NT3	252,58
OCCIDENTE	NT4	201,80



ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU _{Min}
ORIENTE	NT1	346,92
ORIENTE	NT2	304,27
ORIENTE	NT3	272,66
ORIENTE	NT4	201,80
SUR	NT1	350,08
SUR	NT2	310,88
SUR	NT3	247,38
SUR	NT4	201,80
CARIBE MAR	NT1	449,79
CARIBE MAR	NT2	319,46
CARIBE MAR	NT3	276,52
CARIBE MAR	NT4	228,22
CARIBE SOL	NT1	469,50
CARIBE SOL	NT2	312,88
CARIBE SOL	NT3	258,04
CARIBE SOL	NT4	233,79
CHOCO	NT1	349,22
CHOCO	NT2	325,62
TOLIMA	NT1	456,54
TOLIMA	NT2	391,14
TOLIMA	NT3	253,22
TOLIMA	NT4	202,14

A continuación, se presentan algunos resultados relevantes observados para cada nivel de tensión:

Nivel de Tensión 1

Para el cuarto trimestre de 2021, el CU promedio más alto corresponde al sector Comercial atendido por EMGESA S.A. E.S.P. en el mercado Tolima con un valor de 705,74 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por EMSA S.A. E.S.P. con 426,58 \$/kWh en el ADD Sur.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 correspondientes al cuarto trimestre, es para la empresa CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. con 590,81 \$/kWh en el sector Alumbrado Público del mercado Tolima; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a COLOMBINA ENERGÍA S.A.S. E.S.P. con 305,77 \$/kWh para el sector Industrial del ADD Oriente.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre octubre y diciembre de 2021 corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., con 505,40 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Oriente; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a COLOMBINA ENERGÍA S.A.S. E.S.P. con 256,13 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Occidente.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este cuarto trimestre del año 2021 corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con 464,44 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Mar sin ADD; por su parte, GECELCA S.A. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 228,83 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Oriente.

STN

De acuerdo con la información reportada al SUI, para este trimestre el valor promedio más alto corresponde a la empresa AIR-E en el mercado Caribemar con un valor de 345,39 \$/kWh en el sector industrial. El valor promedio más bajo es de 306,20 \$/kWh en el ADD Centro y ofrecido por ECOPETROL ENERGÍA S.A. E.S.P.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo 2 también se incluyen las tablas separadas por mercado de Comercialización, entendiéndose como mercados Caribe Mar, Caribe Sol, Chocó y Tolima.

Nota Final: Los valores resaltados en color naranja de las tablas del anexo 2 de este documento, 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 al SUI. Es importante mencionar que para esta Superintendencia la calidad de la información que allegan los agentes al SUI es una prioridad absoluta, razón por la cual se procederá a gestionar directamente con los prestadores la corrección de los reportes a los que haya lugar, lo anterior sin perjuicio de las medidas de carácter administrativo sancionador que se consideren pertinentes de acuerdo a las facultades otorgadas por la ley.

De la misma manera, se detectaron usuarios no regulados clasificados en estratos residenciales por lo que a través del equipo SUI de la DTGE, se hará el respectivo seguimiento.



Anexo 1

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para octubre de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	593,53
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	600,85
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	607,15
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	615,01
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	625,55
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	629,35
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	632,01
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	683,65
CALDAS	VATIA	CENTRO	586,45
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	611,89
CALDAS	PEESA	CENTRO	612,04
CALDAS	EEP	CENTRO	612,83
CALDAS	DICEL	CENTRO	627,93
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	629,33
CALDAS	CHEC	CENTRO	642,67
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	677,09
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	601,11
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	627,23
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	630,71
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	638,34
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	642,70
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	683,24
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	VATIA	CENTRO	587,20
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	597,24
PEREIRA	PEESA	CENTRO	612,67
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	613,83
PEREIRA	DICEL	CENTRO	624,94
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	638,20
PEREIRA	EEP	CENTRO	664,15
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	699,53
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	734,92
QUIINDIO	ENERMAS	CENTRO	550,69
QUIINDIO	VATIA	CENTRO	586,24
QUIINDIO	QI ENERGY	CENTRO	611,77
QUIINDIO	PEESA	CENTRO	613,78
QUIINDIO	EDEQ	CENTRO	625,01
QUIINDIO	DICEL	CENTRO	626,96
QUIINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	691,55
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	544,36
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	606,25
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	618,08
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	539,38
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	557,02
SANTANDER	VATIA	CENTRO	600,78
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	620,41
SANTANDER	ESSA	CENTRO	622,45
SANTANDER	PEESA	CENTRO	632,42
SANTANDER	DICEL	CENTRO	634,81
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	673,93
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	683,06
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	574,86
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	587,21
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	600,38
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	604,85
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	618,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	644,74
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	680,87
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	714,39

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	602,63
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	604,14
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	619,42
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	629,24
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	672,07
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	729,57
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	910,58
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	594,65
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	622,12
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	623,08
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	628,84
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	650,64
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	681,49
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	720,83
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	725,38
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	741,42
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	580,85
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	600,55
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	606,29
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	607,33
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	611,32
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	623,07
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	623,69
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	650,48
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	681,17
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	776,59
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	578,47
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	611,07
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	611,80
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	628,61
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	678,21
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	678,37
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	720,64
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	659,35
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	575,97
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	602,41
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	609,90
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	614,70
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	616,53
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	618,40
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	883,49
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	533,12
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	557,57
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	628,79
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	482,29
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	509,64
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	544,50
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	557,13
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	569,60
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	572,01
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	584,11
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	587,93
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	598,98
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	636,82
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	746,73
BOYACA	VATIA	ORIENTE	549,75
BOYACA	PEESA	ORIENTE	580,16
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	580,58
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	581,27
BOYACA	DICEL	ORIENTE	589,29
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	592,35
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	634,79
BOYACA	EBSA	ORIENTE	642,04

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
HUILA	VATIA	ORIENTE	562,45
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	592,14
HUILA	DICEL	ORIENTE	604,81
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	608,18
HUILA	PEESA	ORIENTE	612,70
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	656,77
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	669,77
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	601,21
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	718,67
CAQUETA	VATIA	SUR	605,24
CAQUETA	PEESA	SUR	630,84
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	632,54
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	659,85
CASANARE	PEESA	SUR	553,68
CASANARE	VATIA	SUR	601,39
CASANARE	QI ENERGY	SUR	627,94
CASANARE	EMSA	SUR	629,83
CASANARE	DICEL	SUR	643,64
CASANARE	RENOVATIO	SUR	646,24
CASANARE	ENERCA	SUR	673,79
META	VATIA	SUR	601,72
META	PEESA	SUR	628,65
META	QI ENERGY	SUR	630,16
META	DICEL	SUR	642,00
META	RENOVATIO	SUR	645,59
META	EMSA	SUR	664,78
PUTUMAYO	VATIA	SUR	609,29
PUTUMAYO	PEESA	SUR	636,29
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	705,26
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	802,93
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	540,13
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	554,07
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	579,30
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	605,79
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	645,48
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	719,26
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	726,89
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	733,06
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	934,68
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	548,08
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	555,94
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	591,31
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	605,79
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	615,86
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	645,48
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	760,32
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	787,52
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	794,88
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	934,68
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	629,11
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	631,52
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	664,30
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	720,92
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	748,63
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	760,79
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	765,87
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	856,07
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	920,66
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	966,01

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para noviembre de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	612,01
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	613,98
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	616,31
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	625,29
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	628,01
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	643,46
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	646,90
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	702,20
CALDAS	VATIA	CENTRO	609,11
CALDAS	PEESA	CENTRO	618,86
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	622,19
CALDAS	EEP	CENTRO	623,22
CALDAS	DICEL	CENTRO	642,25
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	644,21
CALDAS	CHEC	CENTRO	646,52
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	693,00
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	624,36
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	627,60
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	634,50
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	637,03
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	656,99
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	664,01
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	691,96
PEREIRA	VATIA	CENTRO	609,68
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	610,29
PEREIRA	PEESA	CENTRO	621,14
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	624,22
PEREIRA	DICEL	CENTRO	638,95
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	650,27
PEREIRA	EEP	CENTRO	677,14
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	718,36
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	753,29
QUINDIO	VATIA	CENTRO	608,98
QUINDIO	PEESA	CENTRO	621,92
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	622,34
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	628,76
QUINDIO	DICEL	CENTRO	641,07
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	651,32
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	709,46
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	586,30
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	607,26
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	616,91
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	582,16
SANTANDER	PEESA	CENTRO	621,65
SANTANDER	VATIA	CENTRO	623,81
SANTANDER	ESSA	CENTRO	626,19
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	630,84
SANTANDER	DICEL	CENTRO	648,91
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	654,09
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	660,31
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	689,61



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	594,63
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	597,60
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	607,81
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	608,15
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	633,07
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	664,08
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	697,89
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	732,32
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	606,20
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	607,23
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	638,68
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	678,79
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	721,12
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	865,98
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	615,37
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	620,44
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	631,33
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	632,57
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	663,70
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	738,07
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	767,47
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	601,37
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	611,13
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	611,35
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	614,46
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	634,60
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	636,66
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	658,29
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	685,99
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	730,66
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	599,55
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	602,69
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	619,81
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	640,12
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	686,35
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	690,66
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	736,38
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	679,00
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	596,51
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	610,40
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	612,98
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	622,08
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	628,28
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	631,47
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	918,83

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	552,49
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	564,25
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	632,56

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	521,35
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	563,32
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	566,43
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	576,29
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	595,91
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	596,67
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	597,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	607,07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	610,96
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	633,74
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	813,93
BOYACA	VATIA	ORIENTE	568,96
BOYACA	PEESA	ORIENTE	573,14
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	583,29
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	589,72
BOYACA	DICEL	ORIENTE	599,75
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	605,77
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	647,41
BOYACA	EBSA	ORIENTE	648,47
HUILA	VATIA	ORIENTE	582,23
HUILA	PEESA	ORIENTE	596,95
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	599,31
HUILA	DICEL	ORIENTE	614,99
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	623,38
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	670,27
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	675,80
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	543,34
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	643,05
CAQUETA	VATIA	SUR	547,15
CAQUETA	PEESA	SUR	558,38
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	561,09
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	665,79
CASANARE	VATIA	SUR	542,81
CASANARE	PEESA	SUR	555,42
CASANARE	QI ENERGY	SUR	556,56
CASANARE	DICEL	SUR	576,33
CASANARE	RENOVATIO	SUR	579,37
CASANARE	EMSA	SUR	587,79
CASANARE	ENERCA	SUR	687,26
META	VATIA	SUR	539,04
META	QI ENERGY	SUR	554,34
META	PEESA	SUR	568,13
META	DICEL	SUR	569,99
META	RENOVATIO	SUR	574,08
META	EMSA	SUR	671,43
PUTUMAYO	VATIA	SUR	550,53
PUTUMAYO	PEESA	SUR	565,17
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	645,83
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	737,60
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	548,23
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	565,15
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	584,52
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	620,93
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	703,58
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	704,56
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	712,87
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	736,89
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	787,00
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1027,50

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	556,30
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	567,06
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	591,86
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	620,93
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	665,13
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	703,58
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	757,38
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	770,58
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	873,81
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1027,50
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	632,88
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	637,84
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	670,94
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	745,57
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	748,94
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	759,90
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	781,09
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	875,54
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	943,68
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	1004,65

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para diciembre de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	596,89
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	611,74
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	616,90
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	617,19
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	617,36
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	635,12
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	644,51
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	697,51
CALDAS	VATIA	CENTRO	606,26
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	614,16
CALDAS	EEP	CENTRO	614,65
CALDAS	PEESA	CENTRO	622,75
CALDAS	DICEL	CENTRO	633,74
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	642,19
CALDAS	CHEC	CENTRO	650,40
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	687,64
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	609,26
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	625,94
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	629,02
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	635,29
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	638,30
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	648,49
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	661,07
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	710,41
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	607,84
PEREIRA	VATIA	CENTRO	615,97
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	616,06
PEREIRA	PEESA	CENTRO	623,36
PEREIRA	DICEL	CENTRO	630,51
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	645,71
PEREIRA	EEP	CENTRO	666,91
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	712,90
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	772,13

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	614,38
QUINDIO	PEESA	CENTRO	624,56
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	632,53
QUINDIO	DICEL	CENTRO	632,65
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	651,72
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	704,24
QUINDIO	VATIA	CENTRO	755,49
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	608,89
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	616,05
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	616,25
SANTANDER	VATIA	CENTRO	589,76
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	620,54
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	622,83
SANTANDER	PEESA	CENTRO	629,65
SANTANDER	ESSA	CENTRO	629,94
SANTANDER	DICEL	CENTRO	640,54
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	651,03
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	660,06
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	687,52
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	575,57
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	594,15
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	599,15
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	599,90
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	620,76
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	625,76
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	684,00
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	726,81
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	593,28
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	597,45
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	603,13
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	665,37
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	670,20
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	717,46
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	622,58
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	624,28
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	624,37
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	628,33
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	655,27
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	732,90
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	757,19
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	600,47
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	605,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	606,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	615,25
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	625,71
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	634,79
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	666,19
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	673,66
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	722,76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	560,79
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	604,83
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	610,39
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	631,47
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	687,33
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	694,58
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	731,02



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	547,23
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	601,76
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	604,50
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	619,05
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	629,13
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	640,74
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	955,59
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	575,18
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	605,36
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	636,36
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	556,46
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	575,99
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	579,16
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	582,97
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	587,39
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	605,13
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	614,59
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	623,18
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	625,88
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	647,78
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	691,55
BOYACA	PEESA	ORIENTE	594,75
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	594,82
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	603,45
BOYACA	DICEL	ORIENTE	610,38
BOYACA	VATIA	ORIENTE	610,74
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	619,71
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	660,51
BOYACA	EBSA	ORIENTE	661,43
HUILA	VATIA	ORIENTE	555,97
HUILA	PEESA	ORIENTE	589,71
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	610,34
HUILA	DICEL	ORIENTE	625,66
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	638,97
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	681,88
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	683,94
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	635,56
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	664,22
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	555,72
CAQUETA	PEESA	SUR	560,01
CAQUETA	VATIA	SUR	592,46
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	671,78
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CASANARE	QI ENERGY	SUR	551,15
CASANARE	VATIA	SUR	555,79
CASANARE	DICEL	SUR	570,47
CASANARE	EMSA	SUR	570,80
CASANARE	RENOVATIO	SUR	577,22
CASANARE	PEESA	SUR	626,24
CASANARE	ENERCA	SUR	701,01
META	PEESA	SUR	553,50
META	QI ENERGY	SUR	563,98
META	DICEL	SUR	579,59
META	VATIA	SUR	583,49
META	RENOVATIO	SUR	588,95
META	EMSA	SUR	678,14
PUTUMAYO	VATIA	SUR	555,22
PUTUMAYO	PEESA	SUR	564,95
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	644,33
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	740,83

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	576,45
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	589,78
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	623,22
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	636,45
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	745,94
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	761,15
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	766,90
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	772,46
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	794,71
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	1129,53
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	578,40
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	598,43
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	614,97
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	636,45
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	711,69
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	750,78
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	766,90
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	794,12
CARIBE SOL	ENERMAS	SIN ADD	794,80
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	888,84
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	1129,53
MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	636,68
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	644,22
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	609,26
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	677,65
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	763,29
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	767,61
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	768,64
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	784,21
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	793,96
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	883,58

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

Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)

Octubre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	656,92	630,71
OCTUBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	656,66	642,67
OCTUBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	659,93	625,01
OCTUBRE	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	677,08	677,09
OCTUBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	629,20	607,15
OCTUBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	639,61	622,45
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	645,07	683,24
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	630,17	734,92
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	637,84	673,93
OCTUBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	707,77	678,21
OCTUBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	703,90	650,48
OCTUBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	691,88	614,70
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	616,28	729,57
OCTUBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	638,49	672,07
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	641,67	644,74
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	610,83	681,49
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	591,99	611,32
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	649,25	659,35
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	714,25	714,39
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	695,47	910,58
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	712,62	776,59
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULUA	671,91	883,49
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	614,65	680,87
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	640,47	725,38
OCTUBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	576,65	629,24



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	617,17	598,98
OCTUBRE	ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	584,09	584,11
OCTUBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	604,20	604,81
OCTUBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	595,32	746,73
OCTUBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	651,38	642,04
OCTUBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	693,23	669,77
OCTUBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	690,58	628,79
OCTUBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	618,99	636,82
OCTUBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	862,04	615,86
OCTUBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	804,20	579,30
OCTUBRE	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOULMA	827,94	664,30
OCTUBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	739,37	645,48
OCTUBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	770,55	645,48
OCTUBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	662,80	629,11
OCTUBRE	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	811,58	591,31
OCTUBRE	SIN ADD	ENERCO	CARIBE MAR	695,13	733,06
OCTUBRE	SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	723,80	794,88
OCTUBRE	SIN ADD	ENERCO	TOULMA	745,84	966,01
OCTUBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	683,56	631,52
OCTUBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	827,04	934,68
OCTUBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	873,41	934,68
OCTUBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	710,74	554,07
OCTUBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	746,29	555,94
OCTUBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	729,56	605,79
OCTUBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	762,49	605,79
OCTUBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOULMA	766,99	920,66
OCTUBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	673,54	540,13
OCTUBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	709,74	548,08
OCTUBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	712,90	718,67
OCTUBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	732,65	659,85
OCTUBRE	SUR	EMSA	META	680,15	664,78
OCTUBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	699,89	673,79
OCTUBRE	SUR	RENOVATIO	CASANARE	645,01	646,24

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

Noviembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	671,20	634,50
NOVIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	662,46	646,52
NOVIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	673,98	628,76
NOVIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	643,43	612,01
NOVIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	657,40	626,19
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	643,74	753,29
MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	715,41	686,35
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	711,66	658,29
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	699,75	622,08
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	623,57	721,12
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	644,04	678,79
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	654,05	664,08
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	662,86	679,00
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	707,93	865,98
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	728,69	730,66
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	670,88	918,83
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	628,60	697,89
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	592,45	638,68
MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	621,46	610,96
NOVIEMBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	614,86	614,99
NOVIEMBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	606,97	813,93
NOVIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	642,83	648,47
NOVIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	700,74	675,80
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	690,65	632,56
NOVIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	634,46	623,38
NOVIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	874,44	665,13
NOVIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	813,69	584,52
NOVIEMBRE	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOULMA	843,70	670,94
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	750,81	703,58
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	782,29	703,58
NOVIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	663,05	632,88
NOVIEMBRE	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	816,76	591,86
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	733,34	873,81
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	TOULMA	758,06	1004,65
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	690,10	637,84
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	841,80	1027,50
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	889,52	1027,50
NOVIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	716,76	565,15
NOVIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	752,35	567,06
NOVIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	741,10	620,93
NOVIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	775,48	620,93
NOVIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOULMA	781,77	943,68
NOVIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	695,50	548,23
NOVIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	732,82	556,30
NOVIEMBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	637,80	643,05
NOVIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	655,92	665,79
NOVIEMBRE	SUR	EMSA	META	635,37	671,43
NOVIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	643,38	687,26

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

Diciembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	669,68	638,30
DICIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	669,05	650,40
DICIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	663,11	632,53
DICIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	644,43	616,90
DICIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	658,83	629,94
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	642,34	772,13
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	729,43	694,58
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	700,97	666,19
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	691,41	640,74
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	614,42	670,20
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	633,07	665,37
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	646,23	684,00
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	702,43	717,46
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	722,72	722,76
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	662,84	955,59
DICIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	592,15	664,22
MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	630,67	623,18
DICIEMBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	615,34	691,55
DICIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	670,62	661,43
DICIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	715,93	681,88
DICIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	698,37	636,36
DICIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	636,89	638,97
MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	894,86	711,69
DICIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	850,99	579,78
DICIEMBRE	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOULMA	848,45	677,65
DICIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	783,01	766,90
DICIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	802,28	766,90
DICIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	662,26	636,68
DICIEMBRE	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	820,35	598,43
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	762,68	888,84
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	666,17	644,22
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	880,10	1129,53
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	915,85	1129,53
DICIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	752,10	576,45
DICIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	775,53	578,40
DICIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	750,21	636,45
DICIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	785,45	636,45
DICIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	745,05	556,46
DICIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	770,89	592,46
DICIEMBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	630,80	635,56
DICIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	652,30	671,78
DICIEMBRE	SUR	EMSA	META	631,33	678,14
DICIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	645,88	701,01

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



Anexo 2

CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD⁹

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		502,76			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		522,04	490,19		
EEP S.A. ESP	628,53	621,63			
EMCALI ESP		565,23			
EMGESA SA ESP		572,45	590,98		
ENERMAS		586,08			
EPM S.A. ESP	502,27	546,74	363,01	596,32	502,44
ESANT S.A. ESP					564,62
RENOVATIO S.A. ESP		557,11			
RUITOQUE S.A. ESP		603,00	557,47		582,05

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
CEDENAR S.A. ESP	614,48					669,48	675,58
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		557,26		577,23	536,56		
CEO S.A.S ESP		554,65					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		426,85					
EMCALI ESP		553,34	584,42		582,45		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR							557,58	
AIRE			585,87					
CARIBEMAR DE LA COSTA			503,60					
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	504,62		524,23				465,81	
EBSA S.A. ESP			554,87					
ELECTROHUILA S.A. ESP	500,19		546,10	528,81				539,53
EMCALI ESP			427,06					
EMGESA SA ESP			478,41		503,66		528,79	
EPM S.A. ESP							549,29	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP							602,19	
RENOVATIO S.A. ESP							552,15	
RUITOQUE S.A. ESP		565,10			537,73	587,06	546,76	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		506,76	
EMEVASI S.A. ESP	540,12		
EMGESA SA ESP		561,46	562,04
EMSA S.A. ESP			426,58

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

NOMBRE EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	459,57	587,82	601,97
EMGESA SA ESP			582,90
RUITOQUE S.A. ESP			649,31

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

⁹ Nota. En las siguientes las celdas resaltadas con el color naranja corresponden a aquellos valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CUMin calculado por la SSPD. Las celdas resaltadas en rojo y verde corresponden a los valores máximos y mínimos obtenidos para cada grupo de datos.



Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AIRE	541,95	550,85	550,67
CARIBEMAR DE LA COSTA			545,88
EEP S.A. ESP			679,96
EPM S.A. ESP			666,77

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL
ELECTROHUILA S.A. ESP	616,49
EMGESA SA ESP	705,74

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL	PROVISIONAL
AIRE		513,60					
CARIBEMAR DE LA COSTA		475,97					
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	490,78	483,44		476,23		453,08	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP				301,03			
EBSA S.A. ESP				535,51			
ECOPETROL ENERGIA				458,15			
EEP S.A. ESP	527,46	519,05	503,91	527,75		530,76	510,97
ELECTROHUILA S.A. ESP				482,88			
EMCALI ESP		348,29					
EMEESA S.A. ESP		445,37					
EMGESA SA ESP		476,29		497,13		413,20	
EPM S.A. ESP	487,00	468,28	484,21	477,07	475,54	464,18	490,29
ESANT S.A. ESP						504,45	
GECELCA S.A. ESP				253,84			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				530,44			
RENOVATIO S.A. ESP		493,31		495,78			
RUITOQUE S.A. ESP		482,50		495,76		487,98	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR					450,39			
CARIBEMAR DE LA COSTA		460,18			463,33			
CEDENAR S.A. ESP	543,53		278,47		286,30			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	471,94	467,07	455,28	458,46	464,96	466,31		
CEO S.A. S ESP		484,51			456,22		501,92	
CETSA S.A. ESP	477,99	475,22			457,76		490,26	
EEP S.A. ESP	498,69	479,20			486,83			
ELECTROHUILA S.A. ESP					473,11			
EMCALI ESP	552,70	489,48	482,66	485,58	497,37		506,08	479,37
EMEESA S.A. ESP		448,47			437,73			
EMGESA SA ESP		470,26			460,37			502,64
EPM S.A. ESP		456,36	460,12	459,04	451,15		459,59	450,11

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR							442,85	
AIRE			480,74				521,56	
CARIBEMAR DE LA COSTA			449,93				472,52	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	567,09		463,69	454,11			455,94	478,96
CEMEX			409,27				409,47	
CODENSA S.A. ESP	478,98							
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							305,77	
EBSA S.A. ESP	553,29		409,29		506,87	499,57	504,80	493,55
ECOPETROL ENERGIA							435,03	
EEP S.A. ESP			472,03				472,98	
ELECTROHUILA S.A. ESP	494,85		494,77	495,20			496,20	496,18
EMCALI ESP			483,45				458,73	459,33
EMGESA SA ESP		462,14	445,47	462,05	443,53		455,94	425,19
ENERMAS							476,37	
EPM S.A. ESP	453,56		449,42				446,60	451,98
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							499,15	
RENOVATIO S.A. ESP			463,88				469,73	
RUITOQUE S.A. ESP		468,02	465,30	465,02	458,83		467,17	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		491,24		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		497,30	512,87	534,30
DICELER S.A. E.S.P			495,10	
ELECTROHUILA S.A. ESP			486,61	522,78
EMCALI ESP		476,83	491,80	
EMGESA SA ESP		470,84	486,36	
EMSA S.A. ESP	394,58		492,76	
ENERCA S.A. ESP			401,15	
EPM S.A. ESP		474,10	496,53	474,72
RUITOQUE S.A. ESP		505,86		
VATIA S.A. ESP		457,52	511,35	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIA	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR					461,60	
AIRE					374,29	
CARIBEMAR DE LA COSTA	511,58	451,18	489,82	483,19	458,97	461,56
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP				455,03	439,85	
CEO S.A. S ESP					348,76	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP					303,21	
EBSA S.A. ESP					505,24	
ECOPETROL ENERGIA					456,45	
ELECTROHUILA S.A. ESP					481,02	
EMCALI ESP					311,33	
EMGESA SA ESP		474,43		456,13	454,05	
EMSA S.A. ESP					486,89	
EPM S.A. ESP				469,90	468,50	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					522,12	
QJ ENERGY			463,69			
RENOVATIO S.A. ESP					475,81	
RUITOQUE S.A. ESP					471,74	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR						460,74		
AIRE	567,14	463,95	472,93	454,23	457,01	423,92	538,22	440,94
CARIBEMAR DE LA COSTA						444,20		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP					438,79	423,99		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP						292,68		
EEP S.A. ESP						480,86		
EMCALI ESP						357,87		
EMGESA SA ESP				454,19		458,18		
EPM S.A. ESP					476,21	471,62		
GECELCA S.A. ESP						510,42		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						519,09		
QI ENERGY						466,41		
RENOVATIO S.A. ESP						480,60		
RUITOQUE S.A. ESP						475,30		

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	452,81
EMGESA SA ESP	502,61

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		518,61	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	590,81	581,47	
ELECTROHUILA S.A. ESP		536,62	
EMGESA SA ESP		582,43	487,91
EPM S.A. ESP		546,86	
RENOVATIO S.A. ESP		585,03	

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR	377,55		377,05	
CARIBEMAR DE LA COSTA	390,53			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	383,34		376,54	
CEMEX			348,62	
ECOPETROL ENERGIA			373,52	
EEP S.A. ESP	420,53		429,10	449,31
EMCALI ESP	407,26			
EMEESA S.A. ESP			451,71	
EMGESA SA ESP	389,17		372,69	
ENERMAS			437,14	
EPM S.A. ESP	387,07		381,61	343,99
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	423,28		438,55	
QI ENERGY	424,97			
RUITOQUE S.A. ESP	401,30	472,74	407,36	

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR		391,64		
CEDENAR S.A. ESP		272,05	286,47	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	395,16	398,63		
CEO S.A.S ESP		416,74	444,38	
CETSA S.A. ESP		380,17		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	262,90	256,13		251,82
ECOPETROL ENERGIA	381,88			
EEP S.A. ESP	449,49	424,53		
EMCALI ESP	432,17	422,27	454,68	
EMEESA S.A. ESP	478,54	357,47		
EMGESA SA ESP	403,93	401,21		
EPM S.A. ESP	395,15	398,26		398,67

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			410,00		
AIRE			440,72		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	440,71		414,11		505,40
CEMEX	379,13				
EBSA S.A. ESP	474,68		465,30	468,21	
ECOPETROL ENERGIA			406,74		
ELECTROHUILA S.A. ESP	457,41	465,21	460,77		460,96
EMCALI ESP			306,49		
EMGESA SA ESP	427,65		418,88		
EPM S.A. ESP	411,61		415,34		407,01
GECELCA S.A. ESP			305,25		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	437,84		479,42		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		405,67	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	409,02	407,55	457,82
ECOPETROL ENERGIA		372,25	
EMGESA SA ESP	394,08	412,48	
EMSA S.A. ESP		442,68	
ENERCA S.A. ESP		318,40	
EPM S.A. ESP	402,74	411,95	392,93
ISAGEN S.A. ESP		406,31	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	443,71	450,59	
QI ENERGY	422,45	433,08	
VATIA S.A. ESP		427,67	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	456,22	463,38	444,43
ECOPETROL ENERGIA			412,46
EMGESA SA ESP			443,57
EPM S.A. ESP			428,36
GECELCA S.A. ESP			401,47

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AES CHIVOR			399,73
AIRE	418,17	389,06	420,21
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			362,31
ECOPETROL ENERGIA			391,88
ELECTROHUILA S.A. ESP			435,56
EMGESA SA ESP			425,44
EPM S.A. ESP			404,55
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			458,66

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AES CHIVOR	287,70	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	440,06	
ECOPETROL ENERGIA	402,18	
ELECTROHUILA S.A. ESP	407,90	
EMGESA SA ESP	397,50	427,12
EPM S.A. ESP	412,65	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	468,00	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		311,59	
ECOPETROL ENERGIA	332,23	334,84	
EPM S.A. ESP	346,41	344,62	297,25
GECELCA S.A. ESP		231,62	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	355,25	347,47
EMGESA SA ESP		343,02
EPM S.A. ESP	334,56	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2021. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	341,23
EMGESA SA ESP	344,76
EPM S.A. ESP	335,92
GECELCA S.A. ESP	228,83

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	464,44
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	385,40
ECOPETROL ENERGIA	339,98
EMGESA SA ESP	368,69

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA		INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		418,16
EPM S.A. ESP		261,74

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA		COMERCIAL
CEMEX		299,46

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre IV 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA		INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA		306,20
EPM S.A. ESP		308,95

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA		INDUSTRIAL
AIRE		345,39

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre IV 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA		INDUSTRIAL BOMBEO
EMGESA SA ESP		319,65

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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



**El futuro
es de todos**

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios