



20221003995201

Al contestar por favor cite estos datos:

Radicado No.: 20221003995201

Fecha: 11/09/2022

GD-F-007 V.18

Página 1 de 24

Bogotá D.C.

Señor

GREGORIO ELIJACH PACHECO

Secretario General

SENADO DE LA REPÚBLICA

Correo: secretaria.general@senado.gov.co

Capitolio Nacional Primer Piso

Bogotá, D.C.

Asunto: Alcance al Radicado SSPD No. 20221003815661. Respuesta al Cuestionario Proposición Debate de Control Político No. 36 del 18 de agosto de 2022.

Respetado Secretario:

Esta Superintendencia por medio del radicado del asunto, remitió las respuestas al cuestionario para el Debate de Control Político sobre el alza de las tarifas de energía en el departamento del Tolima y en el país; sin embargo, una vez revisado nuestro sistema de gestión documental evidenciamos algunos errores en el proceso de radicación, motivo por el cual nos permitimos remitir nuevamente las respuestas al cuestionario “Proposición Debate de Control Político No. 36 del 18 de agosto de 2022”.

“1.- ¿Cuál ha sido el comportamiento de las tarifas de los usuarios residenciales, rurales y comerciales del servicio público de energía eléctrica en los últimos 2 años en el Departamento del Tolima?”

Con el objeto de dar respuesta, claridad, explicar las variaciones y atender la solicitud realizada, inicialmente nos referiremos al régimen tarifario aplicable en Colombia para explicar el comportamiento de la tarifa de los últimos 2 años de acuerdo a su solicitud. Las empresas comercializadoras de energía eléctrica deben aplicar mensualmente la metodología tarifaria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). A través de esta metodología se obtiene el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) compuesto por seis

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pública las resoluciones SSPD N° 20201000057305 y SSPD N° 20201000057315 por las cuales se adopta y autoriza el uso de la firma digital y mecánica, respectivamente, para la expedición de resoluciones, memorandos, comunicaciones, oficios y documentos relacionados con el trámite de notificaciones.

Sede principal.

Bogotá D.C. Carrera 18 nro. 84-35

Código postal: 110221

PBX 60 (1) 691 3005. Fax 60 (1) 691 3059

sspd@superservicios.gov.co

Línea de atención 60 (1) 691 3006 Bogotá.

Línea gratuita nacional 01 8000 91 03 05

NIT: 800.250.984.6

www.superservicios.gov.co

Dirección Territoriales

Diagonal 92 # 17A – 42, Edificio Brickell Center, piso 3.

Código postal: 110221

Barranquilla. Carrera 59 nro. 75 -134. Código postal: 080001

Bucaramanga. Carrera 34 No. 54 – 92. Código postal: 680003

Cali. Calle 26 Norte nro. 6 Bis – 19. Código postal: 760046

Medellín. Avenida calle 33 nro. 74 B – 253. Código postal: 050031

Montería. Carrera 7 nro. 43-25. Código postal: 050031

Neiva. Calle 11 nro. 5 – 62. Código postal: 230001

componentes: Generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R). Lo anterior expresado de la siguiente manera:

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_m + PR_{n,m} + R_m$$

↓ Generación 30% ↓ Transmisión 7% ↓ Distribución 40% ↓ Comercialización 13% ↓ Pérdidas 7% ↓ Restricciones 3%

A continuación, se puede observar cada uno de los componentes, las principales resoluciones que los regulan, la definición, explicación y los principales factores que afectan a cada uno de ellos.

Tabla 1. Descripción componentes CU

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
Generación: $G_{m,i,j}$	Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 074 de 2021 y Resolución CREG 101 002 de 2022.	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista	Costo de compra de energía en bolsa o por medio de contratos a largo plazo.	Contratos: Indexación por medio de IPC Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las condiciones del mercado
Trasmisión: T_m	Resolución CREG 011 de 2009	Costo por uso del Sistema Nacional de Trasmisión (STN) (\$/kWh) para el mes m. Liquidado por LAC	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía de las plantas generadoras hasta las redes del STR	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente por las variaciones en la demanda.
Distribución: $D_{n,m}$	Resolución CREG 015 de 2018, para los agentes que no tienen ingresos regulados con esta resolución les aplica la Resolución CREG 097 de 2008	Costo por uso del Sistema de Distribución (STR) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los cargos para remunerar los define la LAC.	Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR. El Ministerio de Minas y Energía junto con la CREG definieron la conformación de las ADD que agrupan el cargo de Distribución de empresas que comparten ciertas características a través de un cargo unificado denominado DtUN.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente
Comercialización: $C_{m,i,j}$	Resoluciones CREG 180, modificada por la Resolución CREG 019 de 2018 y resolución CREG 191 de 2014	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera,	La actualización se realiza con el índice de Precios al Consumidor (IPC). Varía mensualmente.

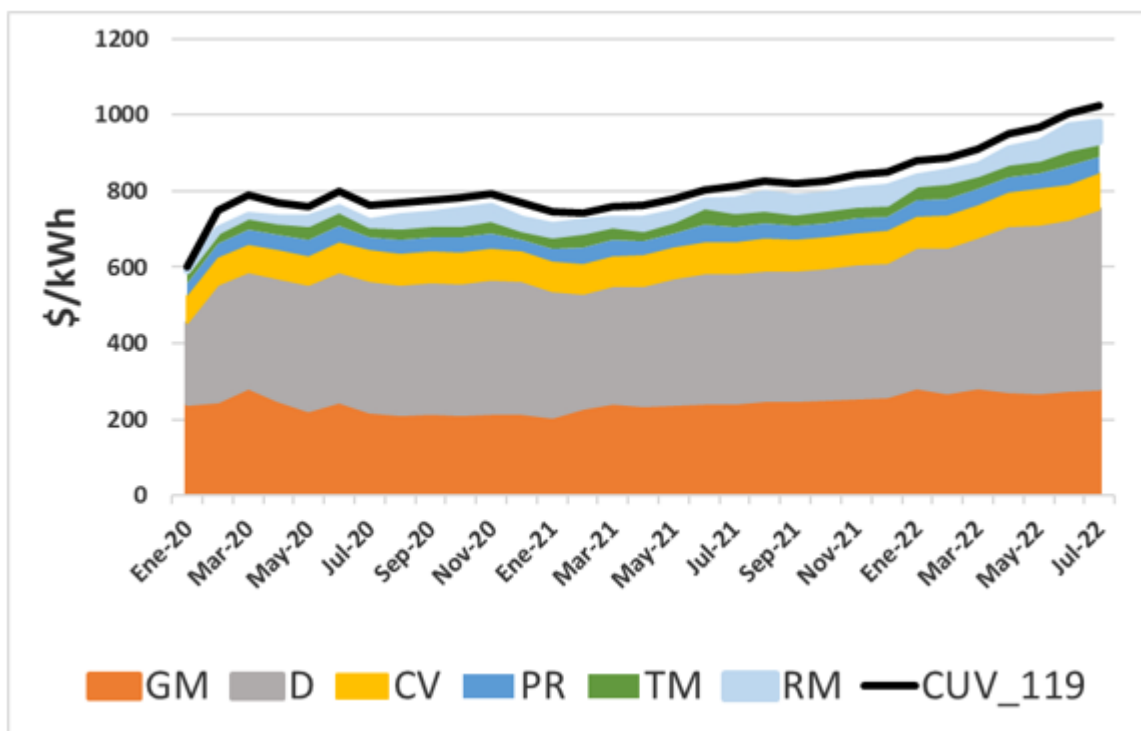
COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
		minorista. (\$/kWh)	contribuciones, pagos al administrador del mercado.	
Restricciones: R_{m,i}	Resolución CREG 119 de 2007	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. (\$/kWh)	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el STN opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.	Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la disponibilidad de los activos de transmisión. Varía mensualmente.
Perdidas: PR_{n,m,i,j}	Resolución CREG 119 de 2007 modificada por la Resolución CREG 173 de 2011	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista.	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR, SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por mercado de comercialización	Varía por empresa de acuerdo al costo aprobado.

Fuente: *Elaboración Propia*

También es preciso aclarar que las tarifas determinadas con base al CU por cada una de las empresas, no aplican por municipio sino por mercado de comercialización, por lo que todos los usuarios que pertenezcan a dicho mercado pagarán la energía a las mismas tarifas de acuerdo con su estrato o sector. Ahora bien, lo anterior indica que cualquier persona que se encuentre en cualquier municipio del departamento del Tolima, y que sea atendida por la empresa CELSIA COLOMBIA (Comercializador en el mercado TOLIMA) tendrá la misma tarifa dependiendo del estrato o sector al que pertenezca.

En consecuencia y como resultado de la aplicación de lo explicado anteriormente, el CU publicado por la empresa CELSIA COLOMBIA en el mercado Tolima ha presentado un incremento constante en los últimos meses, pero también es preciso resaltar que históricamente la empresa tuvo un incremento acumulado en el CU durante el año 2020 a raíz de la nueva metodología de distribución definida en la Resolución CREG 015 de 2018; ahora bien, en la actualidad ha presentado incrementos que se encuentran relacionados con el comportamiento del mercado energético en Colombia. A continuación, se presenta una gráfica con el comportamiento del CU presentado desde el mes de enero del 2020 hasta el mes de julio del presente año:

Gráfica 1. Comportamiento CU CELSIA COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

Estos cambios fueron consecuencia principalmente del comportamiento en algunos de los componentes del CU, que se explican a continuación:

- Respecto al componente de generación (G), el incremento se debe a una combinación de precio y exposición a bolsa y a la entrada de nuevos contratos bilaterales que afectan el precio de compra en contratos.
- Respecto al componente de transmisión (T), las variaciones percibidas son producto de variaciones en la demanda y ajustes publicados por el LAC de meses anteriores.
- El comportamiento del componente de pérdidas está representado en aproximadamente un 85% por el componente de generación, por lo que, si este último aumenta, las pérdidas también. Particularmente con la obtención de aprobación de ingresos de distribución a través de la Resolución CREG 001 de 2020, a CELSIA TOLIMA se le activó a partir de febrero de 2020 la variable CPROG y nuevos índices de pérdidas reconocidas, que incidieron directamente el componente.
- Para el componente de Distribución, con la aprobación de ingresos de distribución para CELSIA TOLIMA en el año 2020, por parte de la Comisión en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se modificaron las variables bajo las cuales se calculaban los cargos por uso y que reconoce las inversiones planeadas por el OR impactando fuertemente el valor del componente.
- Los incrementos en el componente de Restricciones, es ocasionado por el comportamiento del precio de bolsa, ya que cuando el precio disminuye, las plantas térmicas que generaban en mérito, inician a generar por seguridad, lo que implica un

mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda.

También vale la pena aclarar, que de acuerdo con la expedición de la Resolución 40227 de 05 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, se actualizaron las áreas de distribución ADD, y se incorporó a la empresa CELSIA COLOMBIA SA ESP Mercado Tolima al Área de Distribución Oriente ADD ORIENTE, ya que antes no pertenecía a ningún área de distribución y trasladaba su cargo de distribución directamente al usuario final.

Las Áreas de Distribución ADD tienen como objeto unificar las tarifas de Distribución (Dt) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda. En resumen, los OR dentro de un mismo ADD cobran a sus usuarios un valor único de distribución por nivel de tensión, pero el LAC internamente liquida el valor de los ingresos reales de cada OR por lo que dicho dinero se redistribuye y al final de ejercicio cada uno recibe lo que le corresponde.

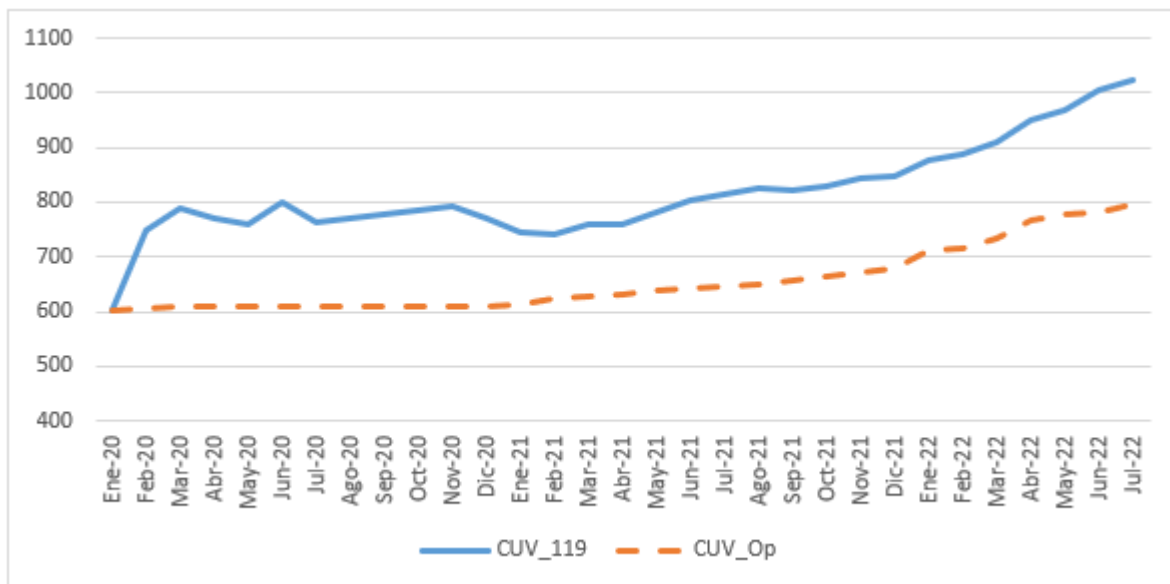
Todo lo anterior impactará en el componente de Distribución de la empresa CELSIA COLOMBIA mercado Tolima trasladable a los usuarios, que es uno de los más altos y significativos en la determinación del CU de la empresa; se espera que, con la implementación de la resolución ya mencionada, genere un impacto positivo en el CU y por consiguiente en los usuarios, entiéndase por impacto positivo una reducción en el componente.

Ahora bien, debido al alto incremento del CU generado por la entrada a nueva metodología de distribución en el año 2020, la empresa tomó la decisión de acogerse la opción tarifaria de la que trata la Resolución CREG 012 de 2020 a partir del mes de febrero de 2020. Se resalta que la empresa aplicó esta opción antes del inicio de la emergencia sanitaria declarada por el gobierno nacional, y que a partir de la Resolución CREG 058 del 15 de abril de 2020, se hizo obligatoria de manera temporal.

En resumen, los grandes incrementos del año 2020 en el CU y tarifas de la empresa, se dieron a raíz de la entrada en aplicación de la Resolución CREG 001 de 2020 para el operador de red y comercializador CELSIA COLOMBIA (mercado Tolima) afectando principalmente el componente de Distribución y Pérdidas, pero que se vio suavizado mediante la aplicación de la opción tarifaria; medida que, a la fecha, sigue vigente.

El CU de la empresa CELSIA COLOMBIA (mercado Tolima) luego de la entrada en vigencia de la Resolución ya mencionada ha presentado incrementos hasta la fecha; estos incrementos han sido graduales y se pueden observar en la siguiente gráfica que contiene información desde el inicio de la aplicación de la medida en el 2020:

Gráfica 2. Comportamiento CUV_119 VS CUV_Op

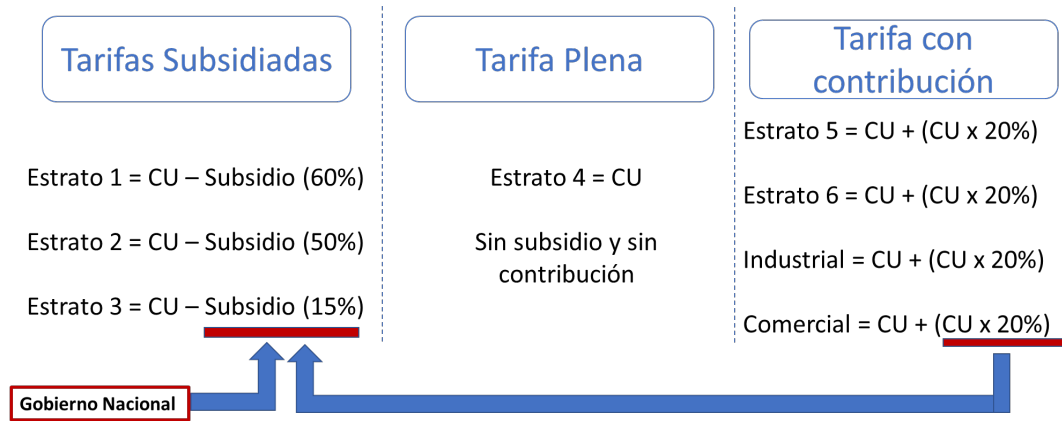


Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

La línea azul corresponde al CU de CELSIA COLOMBIA (mercado Tolima) calculado con la metodología tarifaria general mientras que la línea punteada corresponde al CU modificado por la opción tarifaria definido en la Resolución CREG 012 de 2020. Dicho CU de opción tarifaria, corresponde a la tarifa de estrato 4 y sobre la cual se calculan y se definen los porcentajes de las tarifas aplicables a los usuarios. Lo anterior evidencia que, si bien la tarifa ha aumentado constantemente, el valor de estos incrementos no se ha trasferido totalmente a los usuarios finales, lo anterior gracias a la implementación de la Opción Tarifaria por parte de la empresa.

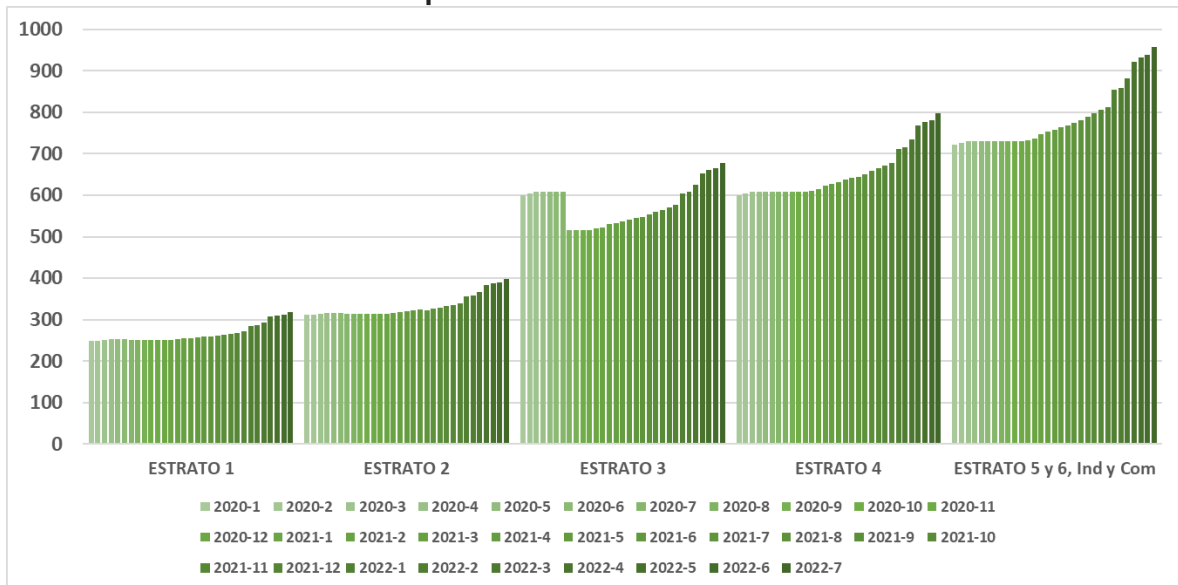
Así las cosas, la tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde dependiendo del estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución. Como resultado de lo anterior, los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios por concepto del FSSRI de hasta el 60%, 50% y hasta 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS). El valor del porcentaje aplicado a cada estrato es definido por cada empresa respetando los rangos descritos anteriormente y lo estipulado en la Resolución CREG 003 de 2021, y solo hasta el consumo de subsistencia, es decir que, si un usuario con derecho al subsidio consumió en el mes un valor por encima del CS, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4.

Los usuarios de los estratos 5 y 6 (usuarios residenciales de mayores ingresos), así como los usuarios pertenecientes al sector comercial e industrial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio (Art. 89.1 Ley 142 de 1994), con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.



Una vez explicado todo lo anterior y con relación a su requerimiento *¿Cuál ha sido el comportamiento de las tarifas de los usuarios residenciales, rurales y comerciales del servicio público de energía eléctrica en los últimos 2 años en el Departamento del Tolima?* Nos permitimos relacionar a continuación, el comportamiento de las tarifas de energía eléctrica de CELSIA COLOMBIA (Mercado Tolima) desde el mes de enero de 2020 hasta el mes de julio del presente año:

Gráfica 3. Comportamiento Tarifas CELSIA COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

También se aclara, que independientemente del momento en que una empresa se acoja a la opción tarifaria, el cálculo de las tarifas por estrato obedece a la aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 003 de 2021. Así mismo, es válido mencionar que, a partir del mes de agosto de 2020, la empresa retomó la aplicación del subsidio del 15% para el estrato 3, una vez obtuvo la aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

Como complemento a la gráfica anterior, se muestran los valores de las tarifas de energía eléctrica y sus variaciones, que esperamos permita mostrar que, si bien se han presentado incrementos, esto han sido escalonados con el objeto de mitigar el impacto al usuario final.

Tabla 2. Variación porcentual de tarifas por periodo

AÑO	PERIODO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com	Variación % Estrato 1	Variación % Estrato 2	Variación % Estrato 3	Variación % Estrato 4	Variación % Estrato 5, 6, Inf y Com
2020	1	248,64	310,80	600,74	600,74	720,89	0,25%	0,25%	4,41%	4,41%	4,41%
2020	2	249,69	312,11	604,35	604,35	725,22	0,42%	0,42%	0,60%	0,60%	0,60%
2020	3	251,37	314,21	607,97	607,97	729,57	0,67%	0,67%	0,60%	0,60%	0,60%
2020	4	252,78	315,98	607,97	607,97	729,57	0,56%	0,56%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	5	253,19	316,49	607,97	607,97	729,57	0,16%	0,16%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	6	252,37	315,47	607,97	607,97	729,57	-0,32%	-0,32%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	7	251,44	314,30	607,97	607,97	729,57	-0,37%	-0,37%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	8	251,44	314,30	516,78	607,97	729,57	0,00%	0,00%	-15,00%	0,00%	0,00%
2020	9	251,42	314,27	516,77	607,97	729,56	-0,01%	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	10	251,42	314,27	516,77	607,97	729,56	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	11	251,42	314,27	516,77	607,97	729,56	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2020	12	250,92	313,64	519,36	611,01	733,21	-0,20%	-0,20%	0,50%	0,50%	0,50%
2021	1	251,88	314,83	521,96	614,07	736,88	0,38%	0,38%	0,50%	0,50%	0,50%
2021	2	252,91	316,11	529,79	623,28	747,94	0,41%	0,41%	1,50%	1,50%	1,50%
2021	3	254,43	318,01	532,97	627,02	752,42	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
2021	4	255,72	319,62	536,16	630,78	756,94	0,51%	0,51%	0,60%	0,60%	0,60%
2021	5	257,25	321,53	541,53	637,09	764,51	0,60%	0,60%	1,00%	1,00%	1,00%
2021	6	258,79	323,46	544,77	640,91	769,09	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
2021	7	258,65	323,28	548,05	644,76	773,71	-0,05%	-0,06%	0,60%	0,60%	0,60%
2021	8	260,48	325,60	553,53	651,21	781,45	0,71%	0,72%	1,00%	1,00%	1,00%
2021	9	263,09	328,86	559,06	657,72	789,26	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
2021	10	265,72	332,15	564,66	664,30	797,16	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
2021	11	268,38	335,47	570,30	670,94	805,13	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
2021	12	271,06	338,83	576,00	677,65	813,18	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
2022	1	284,61	355,77	604,80	711,53	853,84	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
2022	2	286,32	357,91	608,43	715,80	858,96	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
2022	3	293,76	367,21	624,25	734,41	881,29	2,60%	2,60%	2,60%	2,60%	2,60%
2022	4	306,98	383,73	652,34	767,46	920,95	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
2022	5	310,67	388,34	660,17	776,67	932,00	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%
2022	6	312,53	390,67	664,13	781,33	937,60	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
2022	7	318,78	398,48	677,42	796,96	956,35	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%

Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

“2.- Durante la crisis generada en la pandemia del Covid-19 y con posterioridad a ella, desde el año 2021 y, específicamente en lo corrido del año 2022, se han recibido numerosas quejas contra las empresas de Energía Eléctrica especialmente en el Tolima y la ciudad de Ibagué, concretamente por las alzas desmesuradas de las facturas de estos servicios en los meses de marzo, abril, mayo, junio y julio de 2022 con las empresas CELSIA. Sírvase detallar el número de quejas recibidas contra esta empresa y las medidas adoptadas contra la empresa frente a posibles abusos o irregularidades impuestas por esa Superintendencia.”

CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., sociedad comercial prestadora del servicio público domiciliario de energía eléctrica a través de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-, ha sido objeto de requerimientos de información por parte de la Dirección Técnica de Energía -DTGE- de la Superintendencia Delegada de Energía y Gas, en ejercicio de las funciones de inspección y vigilancia otorgadas por el artículo 370 de la Constitución Política y el artículo 79 de la Ley 142 de 1994 a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a efectos de indagar en los supuestos de

hecho mencionados por usuarios y vocales de control en relación a quejas presentadas sobre facturación emitida por esa empresa y la atención al usuario.

Consecuencia de lo anterior, la DTGE junto con la Superintendencia Delegada de Protección al Usuario y Gestión del Territorio, han abordado los temas objeto de reclamación a través de mesas de trabajo con personal de CELSIA y requerimientos de información para cuestionar la funcionalidad de su sistema de gestión comercial. Los datos obtenidos como resultado de esta gestión, están siendo objeto de análisis al interior de la DTGE para valorar la pertinencia y conducencia de trasladar esta situación a la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas, en caso de advertir presuntas violaciones al régimen jurídico de los servicios públicos domiciliarios que pudieran dar mérito a que se adelante un eventual proceso administrativo sancionatorio en los términos del artículo 47 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Ahora bien, con respecto a las medidas específicas adoptadas contra la empresa frente a posibles abusos o irregularidades nos permitimos indicarle que las competencias de esta Superintendencia, se encuentran definidas en los artículos 79 y 80 de la Ley 142 de 1994, así como, lo dispuesto en el Decreto 1369 de 2020, que se encuentran circunscritas de forma general, a efectuar la inspección, vigilancia y control del cumplimiento de las disposiciones legales y regulatorias que conforman el régimen de los servicios públicos domiciliarios.

En ese sentido, y en cumplimiento de nuestras funciones, la Superservicios realiza verificaciones tarifarias mensuales a cada una de las empresas, y para el caso particular de CELSIA COLOMBIA y con la información con la que a la fecha cuenta esta Superintendencia, no se han evidenciado contravenciones a las normas para el cálculo de las tarifas que puedan llevar a iniciar acciones administrativa, dejando claro que en el momento que se identifique alguna, se tomarán las medidas que se consideren pertinentes en el marco de nuestras funciones.

Adicionalmente como parte del control tarifario que se realiza, esta Dirección Técnica 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 Superservicios¹, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

En este mismo documento encontrará las definiciones por cada uno de los componentes que conforman el CU, las resoluciones asociadas a su cálculo, una pequeña explicación de las mismas y sus principales factores de variación; así mismo, un índice que le permitirá navegar por las diferentes pestañas conformadas por tablas de datos con la información del CU, las tarifas de cada una de las empresas y las gráficas donde se podrá evidenciar claramente como ha sido su comportamiento en la ventana de tiempo.

¹ <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

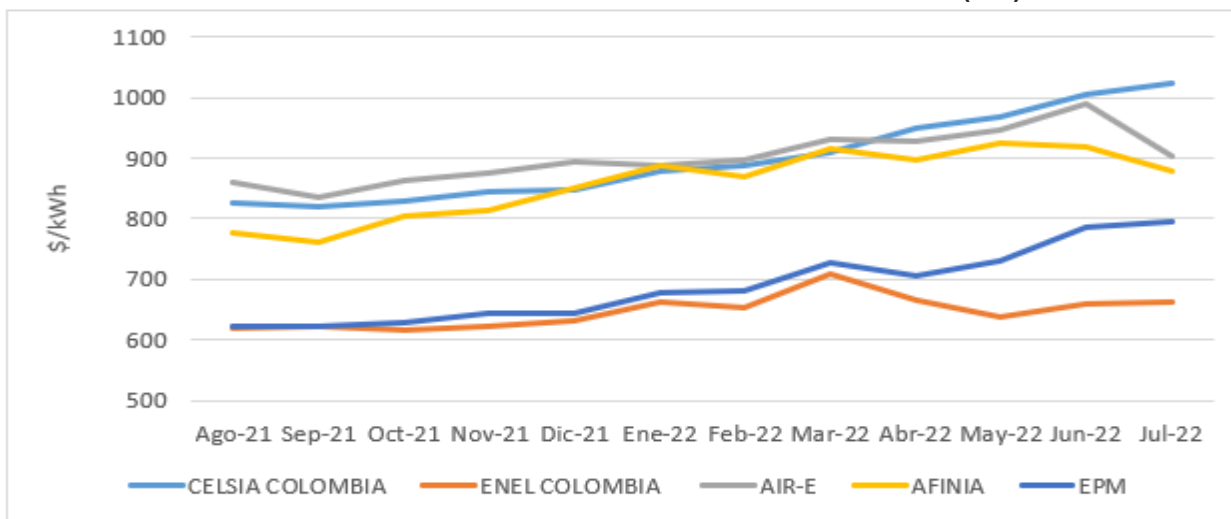
También informamos que la Superservicios publica de manera trimestral en su página web el Boletín Tarifario de Energía Eléctrica del SIN, donde se analizan cada uno de los componentes del CU y se presenta el ranking de empresas de acuerdo a la tarifa calculada para el estrato 4. El documento puede ser consultado en el siguiente enlace: <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

“3.- Sírvase mostrar el Comparativo tarifario del servicio de energía eléctrica del Tolima frente al comparativo del resto del país.”

Con el objetivo de atender este requerimiento y en concordancia con la respuesta remitida en el numeral 1 del presente cuestionario, en el cual se explica la metodología con la cual las empresas determinan el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), se remite información comparativa de los principales comercializadores en Colombia. La información corresponde a las siguientes empresas: CELSIA COLOMBIA mercado Tolima, ENEL COLOMBIA mercado Bogotá Cundinamarca, AIR-E mercado Caribe Sol, AFINIA mercado Caribe Mar y EPM mercado Antioquia unificado. Lo anterior justificado en que son los comercializadores que atienden mayor número de usuarios en el país.

En la siguiente grafica se puede observar el comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de las empresas ya mencionadas, lo anterior para un periodo de 12 meses.

Gráfica 4. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

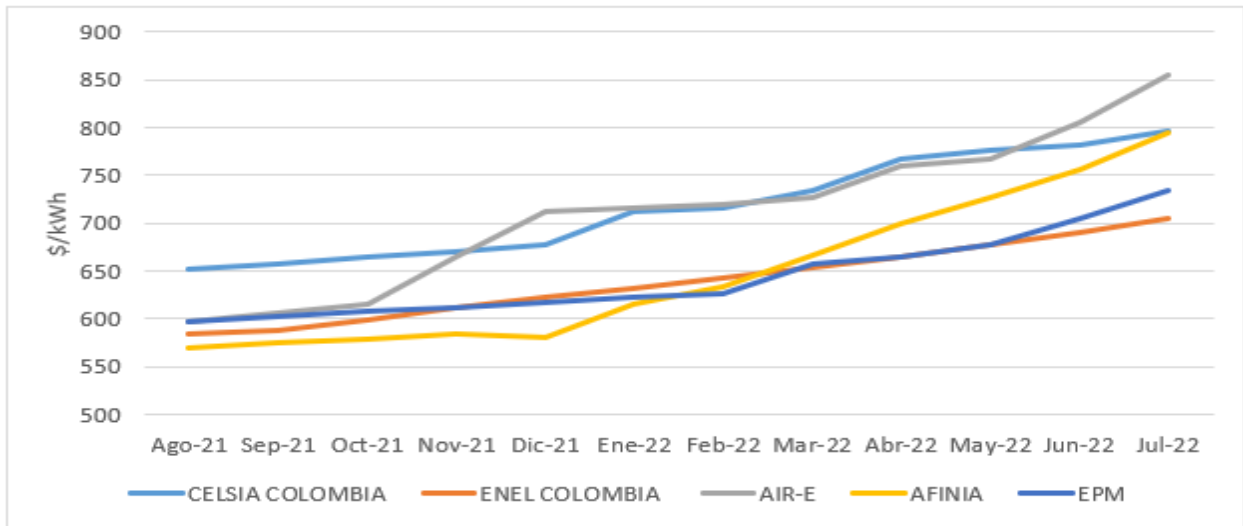


Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

Ahora bien, como ya se mencionó en la respuesta remitida al numeral 1 del presente cuestionario las empresas cuentan con la opción de acogerse a la metodología de opción tarifaria de la que trata la Resolución CREG 012 de 2020; dicho CU de opción tarifaria, corresponde a la tarifa de estrato 4 y sobre la cual se calculan y se definen los porcentajes de las tarifas aplicables a los usuarios. En la siguiente grafica se puede observar el comportamiento del CU de Opción Tarifaria de las empresas ya mencionadas, lo anterior para un periodo de 12 meses. Estos valores son

inferiores a los valores del CU mostrados en la gráfica anterior por lo que se evidencia el beneficio de encontrarse en opción.

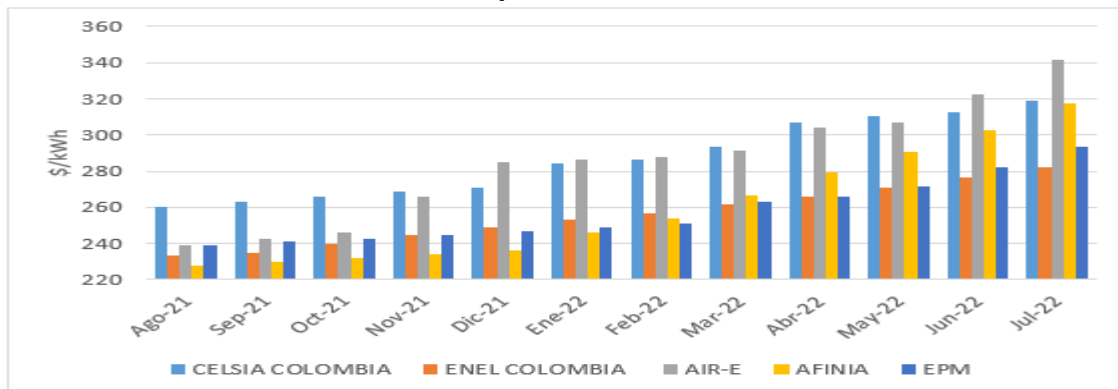
Gráfica 5. CU determinado mediante Opción Tarifaria



Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

En las siguientes graficas se relaciona la información comparativa de cada una de las tarifas aplicadas a cada estrato o sector, lo anterior para las empresas ya mencionadas, el comportamiento de las mismas depende directamente de la determinación del CU, en este caso del CU determinado mediante la metodología de opción tarifaria.

Gráfica 6. Comparativo Tarifas Estrato 1

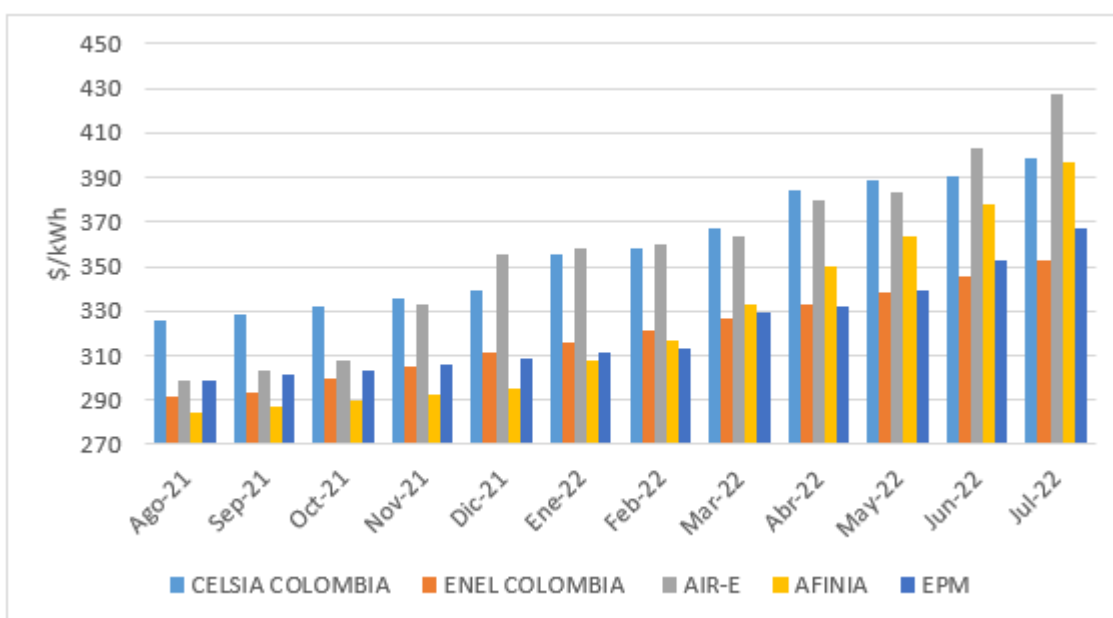


EMPRESA	CELSIA COLOMBIA	ENEL COLOMBIA	AIR-E	AFINIA	EPM
Ago-21	260,48	233,49	239,11	227,61	239,02
Sep-21	263,09	234,89	242,70	229,65	240,93
Oct-21	265,72	239,59	246,34	231,72	242,86
Nov-21	268,38	244,38	266,05	233,81	244,80

EMPRESA	CELSIA COLOMBIA	ENEL COLOMBIA	AIR-E	AFINIA	EPM
Dic-21	271,06	249,27	284,68	235,91	246,76
Ene-22	284,61	253,01	286,38	246,27	248,74
Feb-22	286,32	256,81	288,10	253,66	250,73
Mar-22	293,76	261,43	290,98	266,34	263,26
Abr-22	306,98	266,13	303,79	279,66	265,89
May-22	310,67	270,93	306,83	290,87	271,21
Jun-22	312,53	276,34	322,16	302,50	282,06
Jul-22	318,78	281,87	341,82	317,63	293,34

Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

Gráfica 7. Comparativo Tarifas Estrato 2

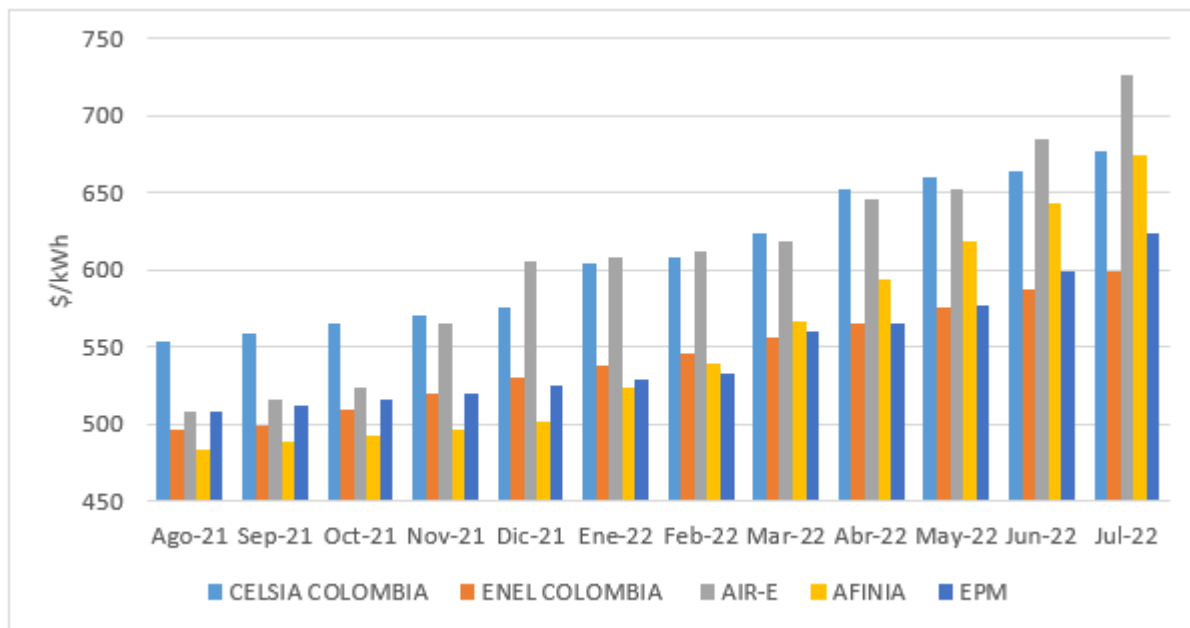


EMPRESA	CELSIA COLOMBIA	ENEL COLOMBIA	AIR-E	AFINIA	EPM
Ago-21	325,60	291,87	298,89	284,51	298,78
Sep-21	328,86	293,62	303,38	287,07	301,17
Oct-21	332,15	299,49	307,93	289,65	303,58
Nov-21	335,47	305,48	332,56	292,26	306,00
Dic-21	338,83	311,59	355,84	294,89	308,45
Ene-22	355,77	316,26	357,98	307,84	310,92
Feb-22	357,91	321,01	360,13	317,07	313,41
Mar-22	367,21	326,79	363,73	332,92	329,08
Abr-22	383,73	332,67	379,73	349,57	332,37
May-22	388,34	338,66	383,53	363,59	339,02

EMPRESA	CELSIA COLOMBIA	ENEL COLOMBIA	AIR-E	AFINIA	EPM
Jun-22	390,67	345,43	402,71	378,13	352,58
Jul-22	398,48	352,34	427,27	397,04	366,68

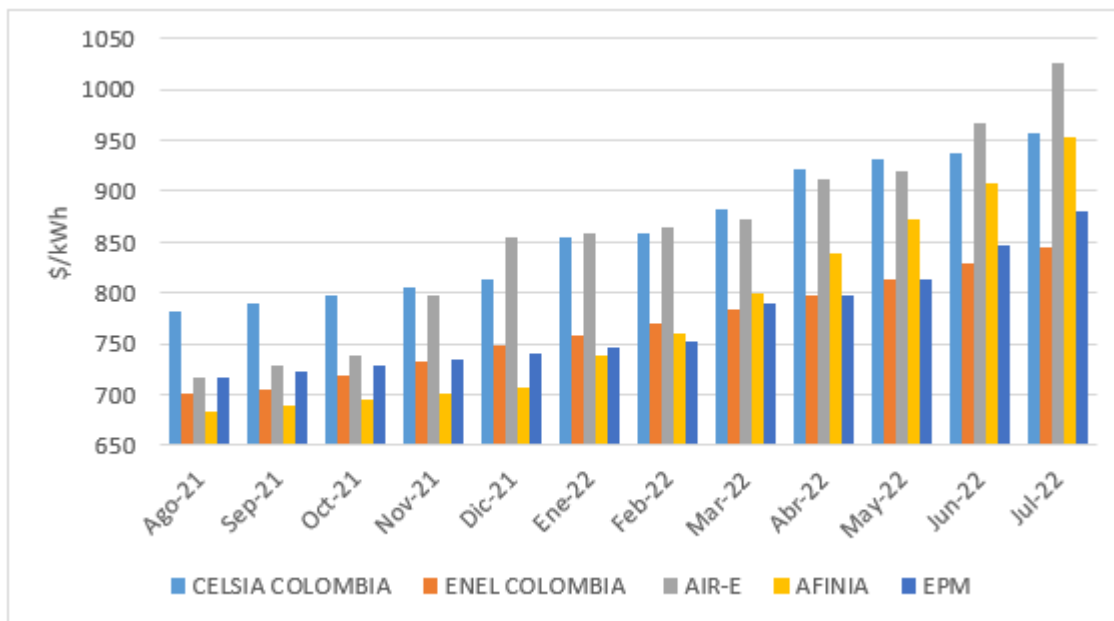
Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

Gráfica 8. Comparativo Tarifas Estrato 3



EMPRESA	CELSIA COLOMBIA	ENEL COLOMBIA	AIR-E	AFINIA	EPM
Ago-21	553,53	496,17	508,12	483,66	507,92
Sep-21	559,06	499,15	515,74	488,02	511,98
Oct-21	564,66	509,13	523,48	492,41	516,08
Nov-21	570,30	519,32	565,36	496,84	520,21
Dic-21	576,00	529,70	604,93	501,31	524,37
Ene-22	604,80	537,65	608,56	523,32	528,56
Feb-22	608,43	545,71	612,22	539,02	532,79
Mar-22	624,25	555,54	618,34	565,97	559,43
Abr-22	652,34	565,54	645,54	594,27	565,03
May-22	660,17	575,72	652,00	618,10	576,33
Jun-22	664,13	587,23	684,60	642,82	599,38
Jul-22	677,42	598,97	726,36	674,96	623,36

Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

Gráfica 9. Comparativo Tarifas Estrato 5 y 6, Sector Industrial y Comercial

EMPRESA	CELSIA COLOMBIA	ENEL COLOMBIA	AIR-E	AFINIA	EPM
Ago-21	781,45	700,48	717,34	682,82	717,06
Sep-21	789,26	704,68	728,10	688,96	722,80
Oct-21	797,16	718,78	739,03	695,17	728,58
Nov-21	805,13	733,15	798,15	701,42	734,41
Dic-21	813,18	747,82	854,02	707,73	740,29
Ene-22	853,84	759,03	859,15	738,80	746,21
Feb-22	858,96	770,42	864,30	760,97	752,18
Mar-22	881,29	784,29	872,95	799,02	789,79
Abr-22	920,95	798,40	911,36	838,97	797,68
May-22	932,00	812,77	920,47	872,61	813,64
Jun-22	937,60	829,03	966,49	907,51	846,18
Jul-22	956,35	845,61	1025,45	952,89	880,03

Fuente: Elaboración propia a partir de los Formatos capítulo Tarifas SUI y Publicación de Tarifas

Complementando la respuesta remitida al presente numeral, nos permitimos informar que la Superservicios como parte del control tarifario que realiza, 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 Superservicios², no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI, esta información permite comparar las tarifas de los principales comercializadores en Colombia de acuerdo a cada mercado. En este mismo documento encontrará las definiciones por cada uno de los componentes que conforman el CU, las resoluciones asociadas a su cálculo, una pequeña explicación de las mismas y sus principales factores de variación; así mismo, un índice que le permitirá navegar por las diferentes pestañas conformadas por tablas de datos con la información del CU, las tarifas de cada una de las empresas y las gráficas donde se podrá evidenciar claramente como ha sido su comportamiento en la ventana de tiempo.

“4. ¿Cuántas quejas ha recibido esta Superintendencia por la prestación del servicio de energía de parte del operador Celsia en el Tolima? Sírvase discriminar por motivo de queja, afectación del servicio, cobros excesivos de facturación, errores en la medición, daños en electrodomésticos por alteraciones de voltaje, etc...”.

Nos permitimos informar que desde el 1 de enero de 2021 hasta el 30 de junio del 2022 se han recibido un total de 1258 trámites (Tabla 1), de los cuales 715 corresponde a PQR; 339 a Recursos de Apelación (RAP); 57 a Solicitudes de Silencio Administrativo Positivo (SAP), 25 Atenciones Personalizada; 11 a Recursos de Queja (REQ); 2 Recursos de Reposición (REP); 2 Revocatorias (REV) y 107 trámites correspondientes a otros trámites o no tipificados, los cuales se especifican por causal y detalle de reclamación en el archivo Excel adjunto denominado “Información Celsia Tolima”

TIPO TRÁMITE	Facturación	Prestación	No Identificado	Total general
1.PQR	330	343	42	715
2.SAP	39	16	2	57
3.RAP	325	6	8	339
4.REP	2			2
5.REQ	10		1	11
6.REV	2			2
8.NO TIPIFICADO	40	1	3	44
Otros / No aplica	39	24		63
7.Atención Personalizada	4	1	20	25
Total general	791	391	76	1258

Tabla 1. Número de trámites por tipo de trámite y causal

“5. ¿Cuántas investigaciones adelanta y cuántas sanciones ha impuesto, y por qué montos, a las empresas de energía CELSIA TOLIMA, por cuenta de vulneración a los derechos del usuario?”

Una vez consultados los aplicativos internos, Sistema de Gestión Documental Orfeo y Cronos, las aplicaciones DIEG y Sancionados, se pudo constatar que contra la empresa CELSIA TOLIMA

² <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

S.A. E.S.P., identificada con Nit 901.280.981-9, actualmente cursa un Proceso Administrativo Sancionatorio en la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible relacionado con la facturación por promedios durante la pandemia de COVID-19, dicha investigación se encuentra en desarrollo. Por otra parte, se informa que la empresa no cuenta con multas impuestas en los últimos cinco años por hechos relacionados con la violación a los derechos de los usuarios.

“6. ¿Cuáles son los indicadores de mejoramiento en relación a la atención al usuario, concretamente en optimización de trámites, gestión de turnos, adecuación de oficinas e implementación de un contact center de la empresa CELSIA TOLIMA?”

Esta Superintendencia no cuenta con dicha información ya que, si bien se realizó una mesa de trabajo con la empresa en donde se establecieron unos compromisos y se analizó la información allegada por la empresa, en este momento no se ha establecido un plan de mejoramiento, un plan de seguimiento a dichos indicadores, ni una base de resultados para realizar dicho estimado.

Se aclara igualmente, que a la fecha no existen estándares regulatorios asociados al desempeño de los prestadores del servicio de energía eléctrica en materia de atención al usuario que permitan a esta entidad realizar análisis objetivos sobre los asuntos indicados en la pregunta.

“6.1. En qué estado se encuentran las obras en los Sistemas de Distribución Local (SDL) y de Transmisión Regional (STR) y, ¿cuál es el impacto de estas para la no interrupción del servicio?”

Las obras en los Sistemas de Distribución Local (SDL) y de Transmisión Regional (STR) y su impacto en las interrupciones del servicio, es información que se aborda al interior de las empresas prestadoras de este servicio público domiciliario y no se encuentra resguardada en el SUI administrado por esta Superintendencia, razón por la cual, resulta pertinente correr traslado de estos requerimientos a cada una de las empresas distribuidoras, conforme indica el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 para que se remita la información requerida.

De esta manera, nos permitimos informar que esta Superintendencia se encuentra realizando la solicitud de información, con el fin de recopilarla, analizarla y proceder con una respuesta a su requerimiento. En consecuencia, cuando se tenga la información solicitada, daremos alcance a esta comunicación.

“7. Como garantizar la SSPD que los generadores no están en una situación de colusión y que los altos precios del G no son artificialmente inflados, al igual que el costo de las restricciones R (Hoy cercanos al 10% no son malos cálculos y operaciones de XM?)”

En relación las situaciones de colusión, esta Superintendencia, hace seguimientos constantes a diferentes mecanismos para monitorear el poder del mercado y posibilidad de ejercer el poder de mercado por parte de un agente en particular; en este sentido a continuación se presentan los indicadores que se analizan y los resultados de los mismos:

- HHI (Índice Herfindahl-Hirschman): Dada la naturaleza del mercado eléctrico, los agentes generadores pueden tener incentivos para ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, porque pueden ofertar precios por encima de sus costos marginales y/o retener disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Para identificar y mitigar dichos comportamientos, se han desarrollado herramientas que

determinan el grado de concentración o el impacto que un agente pueda tener en un mercado. Este es el caso del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI por sus siglas en inglés), uno de los indicadores más reconocidos por la literatura económica. Este indicador permite medir la concentración en un mercado y es sugerido como un indicador de estructura de mercado, dado que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa en el mismo³.

En este sentido, se calcula este indicador para la disponibilidad real, que básicamente, es para verificar si la disponibilidad aportada por cada uno de los agentes en su conjunto es suficientemente diversificada desde el punto de vista de la cantidad de agentes.

Los límites del indicador están entre cero y diez mil ($0 < \text{HHI} < 10.000$), cuando el indicador es cercano a cero, indica que hay un bajo nivel de concentración, mientras que un indicador de 10.000 muestra que el mercado se comporta como un monopolio. (nivel bajo de concertación entre $0 < \text{HHI} < 1000$; nivel medio entre $1000 < \text{HHI} < 1800$ y nivel alto entre $1800 < \text{HHI}$) económica⁴.

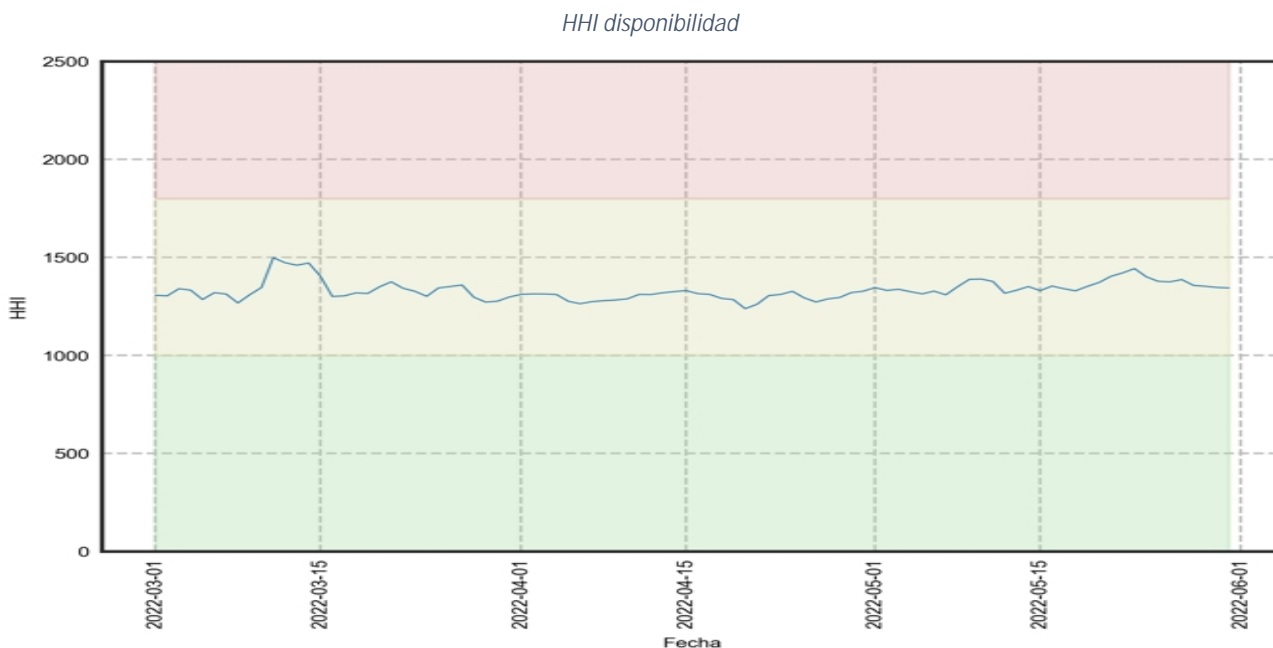
En este sentido este análisis se viene haciendo desde el año 2019, en los cuales de manera general se observa que, al calcular este indicador, el mercado en Colombia está en un nivel medio de concentración desde el punto de vista de la cantidad de agentes y disponibilidad de recurso.

De manera particular en el último trimestre analizado correspondiente a marzo – mayo de 2022⁵, el resultado e análisis de este indicador se presenta a continuación:

³ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

⁴ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

⁵ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin_UMMEG_mar22-may22.pdf



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Sinergox-XM

Durante el periodo, el HHI de disponibilidad real, se encontró en un nivel medio de concentración, con un promedio de 1332.52. Así mismo, su máximo fue de 1498.40, y su mínimo de 1238.31; es decir se observa una concentración media, lo cual indica que para el periodo el mercado tuvo un comportamiento adecuado desde el punto de vista de este indicador para la disponibilidad ofertada.

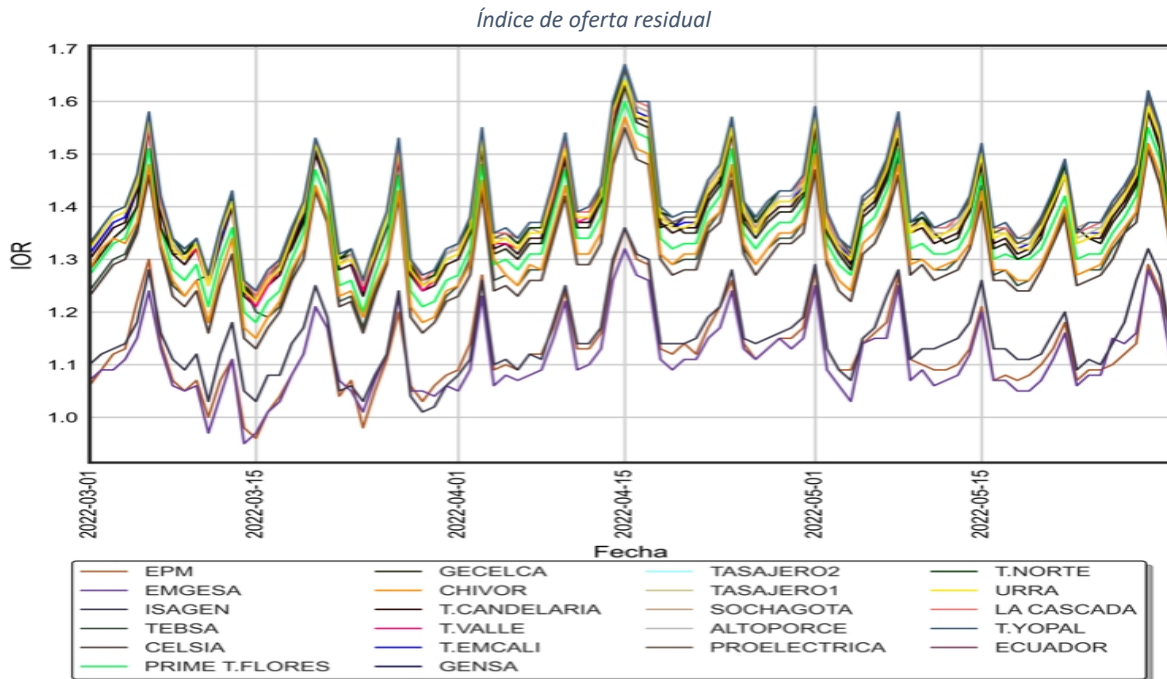
- IOR (Índice de Oferta Residual): En un mercado competitivo, la formación de precio es eficiente dado que los agentes participantes no tienen poder de mercado o no pueden ejercerlo de manera indebida. Usualmente, el índice HHI es el que se utiliza para verificar la concentración de poder de mercado en los agentes, pero es principalmente utilizado en el largo plazo. Por otro lado, en el corto plazo se deben utilizar otro tipo de indicadores para verificar la competitividad del mercado. De acuerdo con el documento CREG 118 de 2010, se pueden utilizar distintos indicadores para identificar agentes pivotaes o agentes que pueden ejercer algún tipo de poder de mercado. Los índices descritos en dicho documento corresponden al Índice de Oferente Pivotal (IOP), al Índice de Oferente Residual (IOR), y al Índice de Lerner. Estos indicadores son equivalentes y están asociados con la premisa de que un agente es pivotal si parte de su oferta es necesaria para cubrir la demanda⁶.

En relación al análisis de este indicador, si el mismo está por debajo de 1, es una señal que la demanda necesita de ese agente para atender, pero no necesariamente ejerció ese poder.

Frente a este indicador, se puede concluir que, de manera general, el mismo ha estado por encima de 1, en la mayoría del tiempo, sin embargo, en momentos puntuales en los cuales este indicador ha estado por debajo de 1.

⁶ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe_semestral_ummeg_consolidado_27102019.pdf

De manera particular, para el último trimestre a continuación se presenta el análisis⁷:

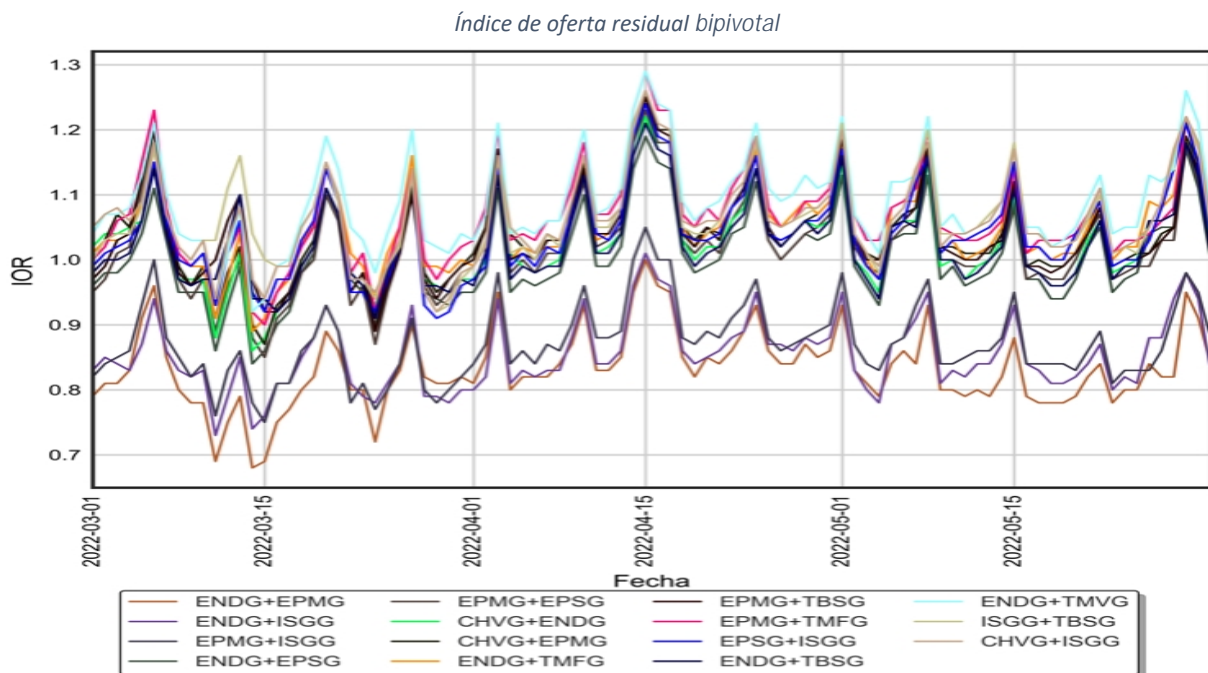


Fuente: Elaboración propia a partir de datos XM

El índice de oferta residual presenta la dependencia del sistema de un agente específico. Si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende del agente para cubrir la demanda, y en teoría, el agente podría fijar el precio de energía del sistema de manera unilateral. La gráfica muestra el indicador mínimo diario para cada agente.

Para el agente EPM, el indicador fue menor a 1 en fechas marzo 14, marzo 15 y marzo 24 de 2022. Para el agente EMGESA, este indicador fue menor a uno en fechas 11, 14 y 15 de marzo de 2022. La figura presenta las horas en que el IOR fue menor a 1 para los agentes mencionados, observándose, que esta situación se dio principalmente entre las 11 de la mañana y las 5 de la tarde.

⁷ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin_UMMEG_mar22-may22.pdf



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos de despacho ideal XM

El IOR bipivotal muestra como es la dependencia del sistema de dos agentes en forma concurrente. Al igual que el IOR por agente, si el indicador es menor a 1, implica que el sistema depende de estos agentes para cubrir la demanda, y por lo mismo, pueden influir en la fijación del precio de bolsa de manera conjunta.

Existen muchas combinaciones de agentes, y, en la figura anterior, se presentan las 15 con menores índices de oferta residual bipivotal.

Como se observa, existen muchas combinaciones de las cuales depende el sistema. En particular, si bien se pueden resaltar las combinaciones ENEL-EPM, ENEL-ISAGEN Y EPM-ISAGEN, que tienen el IOR bipivotal en general por debajo de 0,9, se puede decir que hay muchas más combinaciones que pueden afectar el precio de bolsa. De esta forma, se puede dar que pocas plantas con capacidades importantes de diferentes agentes aumenten el precio de forma significativa, afectando el precio de bolsa consecuente.

Por otro lado adicionalmente frente a momentos particulares, tales como a los precios observados en diciembre de 2022 , enero y febrero de 2022, esta Superintendencia realizó un análisis particular en el boletín trimestral diciembre 2021 – febrero 2022⁸ :

- Cuando se observó el incremento de precios desde la segunda semana de diciembre hasta mitad de febrero también se observó el aumento de generación térmica de carbón y gas adicional a la generación de seguridad; no obstante, el aporte de esta última fue casi que marginal (casi siempre menor a 6 GWh), de hecho, solo supera este valor en 8 días dentro del total del trimestre analizado.

⁸ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/boletin_ummeg_dic21_-_feb22-comprimido_0.pdf

- Desde el punto de vista sistémico, los resultados permiten concluir que no era necesario para las condiciones del sistema observadas incorporar la generación con gas que se incorporó por el aumento de precio de bolsa, lo anterior, teniendo en cuenta que, frente a las señales de abastecimiento, si no se hubiera incorporado esta generación el sistema no hubiera estado en riesgo, lo anterior es congruente con las señales dadas por el operador del sistema.
- Desde el punto de vista sistémico, se considera que no hubiese sido necesario incorporar la generación a gas durante el periodo, pues las señales meteorológicas no indicaban un aumento significativo en los niveles de riesgo por reducción de lluvias en el país que pudieran afectar el nivel de los embalses para la generación hidroeléctrica.
- Se observó que, para plantas hidroeléctricas con embalses de baja regulación, se vieron afectadas por el ciclo intra-estacional de bajas lluvias; también se observó que para el caso de plantas de alta regulación la gestión de nivel de embalse se dio por parte de los agentes mediante sus ofertas, para una condición que no se percibía crítica para el sistema.
- Teniendo en cuenta las señales dadas por el IDEAM y del operador del sistema, no observa ninguna señal de alarma a los agentes desde el punto de vista hidrológico.
- Las ofertas de las plantas de generación que usan gas natural han aumentado su precio de forma significativa desde enero de 2021, viéndose afectados por la tasa representativa del mercado y por costos internacionales; así mismo los precios de referencia tales como el precio marginal de escasez y precio de activación.

Al respecto el mismo boletín emitió las siguientes señales las cuales serán objeto de verificación en próximos boletines:

Es claro que la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica se encuentra íntimamente ligada al cumplimiento del principio de eficiencia. En efecto, el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 definió que cualquier actividad relacionada con este servicio se regirá por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

Tal como se mencionó en secciones previas, la Resolución CREG 024 de 1995 estableció que las ofertas de precio de la energía en la bolsa, además de reflejar los costos de producción (especialmente para la generación termoeléctrica) y el costo de oportunidad (para la generación hidroeléctrica), son flexibles e incluyen el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores. Sin embargo, la valoración del riesgo y de la incertidumbre por parte de los agentes económicos que participan en el mercado de energía mayorista al momento de establecer sus ofertas, no puede derivar en la formación de precios que generen ineficiencias en la administración de los embalses del SIN, poniendo en riesgo el abastecimiento energético del país (ante una eventual subvaloración del riesgo y la incertidumbre) o que le genere cargas económicas irracionales o injustificadas a los usuarios finales (ante una eventual sobrevaloración del riesgo y la incertidumbre). Las normas mencionadas, han creado el marco regulatorio aplicable a las ofertas de precio en la bolsa de energía por parte de los agentes generadores, las cuales en la actualidad deben interpretarse a la luz de los mandatos de la Resolución CREG 080 de 2019, con la cual surgieron las reglas de comportamiento, tendientes a la autorregulación de los agentes en el mercado, entre las cuales, para este caso particular, se

encuentran comportamientos que propenden por el cumplimiento de los fines de la regulación y la adecuada prestación del servicio público. Con base en los análisis realizados, en la presente sección se abordan algunos comportamientos esperados por parte de los agentes, en relación con las ofertas de precio de los recursos hidroeléctricos en el mercado de energía mayorista, en el marco de las reglas generales de comportamiento establecidas por la CREG en la Resolución CREG 080 de 2019.

- Definir políticas para determinar el precio de oferta de los recursos hidroeléctricos en la bolsa de energía: Las empresas que cuenten en su portafolio con recurso hidroeléctrico, están llamadas a adoptar políticas que definan claramente los factores y variables que impactan su percepción de riesgo e incertidumbre al momento de determinar las ofertas de precio, así como los criterios de valoración, umbrales y/o límites de aceptación del riesgo, objetivos de embalse, entre otros, para su internalización en dichas ofertas, de tal forma que sean verificables y sustentables en cualquier momento por los órganos de administración o auditoría, o las autoridades de inspección, vigilancia y control.
- Adoptar metodologías documentadas para el cálculo de costo de oportunidad (valor del agua); donde se determinen: i) las variables, ii) las consideraciones relacionadas con la operación económica de mediano y largo plazo, según las características técnicas de la planta y su embalse asociado, en caso de que exista, y iii) los criterios de valoración y análisis de los resultados

“8. Sírvase explicar y detallar los resultados de las aparentes inconsistencias en las cifras relacionadas con las declaraciones de costos variables en las tarifas de energía por parte de los agentes que generan por seguridad desde el 2018 hasta la fecha. ¿Qué resultados se han logrado?”

Al respecto se puede indicar que esta Superintendencia realizó las siguientes acciones:

- Mediante Actos administrativos 20202400000226 del 28 de agosto de 2020 (TERMOCANDELARIA S.C.A E.S.P.); 20202400000206 del 27 de agosto de 2020 (PROMOTORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CARTAGENA Y CIA S.C.A. E.S.P); 20202400000196 del 27 de agosto de 2020 (PRIME TERMOFLORES S.A.S E.S.P) y 20202400000216 del 28 de agosto de 2020 (TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P). Se realizó la imputación de cargos a las plantas mencionadas con el siguiente cargo:

“(…)…Presuntamente vulneró lo establecido en los artículos 168 de la ley 142 de 1994, 6,25 y 33 de la ley 143 de 1994 y la 1° de la Resolución CREG 034 de 2001 – aclarada por la Resolución CREG 094 de 2001-, al declarar costos de suministro y transporte de combustibles para realizar generación por seguridad que no son sustentables ni acordes con el principio de eficiencia”.

Frente a las cuales se archivaron las investigaciones mencionadas mediante los actos administrativos: 20212400848205 de 21 de diciembre de 2021 (TERMOCANDELARIA S.C.A E.S.P); 20212400848225 de 21 de diciembre de 2021 (PROMOTORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CARTAGENA Y CIA S.C.Z. E.S.P), 20212400848215 de 21 de diciembre de 2021 (PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P) Y 20212400848135 DEL 21 DE DICIEMBRE DE 2021 (TERMOBARRANQUILLA S.A E.S.P) con la siguiente conclusión:

(...) el marco regulatorio vigente al momento de la ocurrencia de los hechos investigados, permitió el comportamiento presentado por **LA INVESTIGADA**, y en ese orden la prevalencia del principio de legalidad en materia sancionatoria, como desarrollo del derecho constitucional fundamental al debido proceso consagrado en el artículo 29 de la constitución política, imposibilita valorar si los costos declarados eran eficientes y sustentables.

- Posteriormente, la CREG, mediante Resolución CREG 044 de 2020, realizó modificaciones a la resolución 034 de 2001, en relación a la reconciliación positiva, modificando la declaración de costos ex – ante establecidas en la resolución CREG 034 de 2001, la cual terminaba siendo un estimado de los costos de los contratos que tenía el agente generador al momento de hacer la declaración; en este sentido el ajuste realizado por la nueva metodología propuesta por la Resolución CREG 044 de 2020 consistió que teniendo en cuenta que el mercado de gas natural ha tenido una evolución importante, la declaración de los contratos de suministro y transporte de gas vigentes para la operación, se haría al otro día de la misma, es decir, se fijó una declaración ex – post.
- Adicionalmente, en el año 2020 la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG expidió la Resolución No. 207 – “Por la cual se define el esquema de auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores”.

En el marco de esta resolución se han realizado 3 auditorías correspondientes a los siguientes periodos, cuyos informes han sido remitidos a la SSPD:

- Abril – diciembre de 2020
- Enero – junio de 2021
- Julio – diciembre de 2021

Es importante señalar que los valores declarados por los agentes ante XM se utilizan para establecer el precio de reconciliación positiva de generadores térmicos, tal y como lo establece la regulación.

En los informes se evidencia que, de acuerdo a la metodología definida por la Comisión, se han auditados los costos de suministro de combustible (CSC) y los costos de transporte de combustible (CTC) de las siguientes plantas:

Plantas	Abr. - Dic. 20	Ene. - Jun. 21	Jul. - Dic. 21
<i>Gecelca 3</i>	X	X	X
<i>Gecelca 32</i>	X	X	X
<i>Paipa 3</i>			X
<i>Paipa 4</i>			X
<i>Proeléctrica 1</i>	X	X	X
<i>Tasajero 1</i>		X	
<i>Tasajero II</i>		X	
<i>TEBSA total</i>	X	X	X
<i>Termobarranquilla 3</i>	X		

Plantas	Abr. - Dic. 20	Ene. - Jun. 21	Jul. - Dic. 21
<i>Termobarranquilla 4</i>		X	
<i>Termocandelaria 1</i>		X	X
<i>Termocandelaria 2</i>			X
<i>Termo Norte</i>	X	X	X
<i>Termoflores</i>	X		X
<i>Termoflores 4</i>	X	X	X
<i>Termoguajira 1</i>	X	X	X
<i>Termoguajira 2</i>	X	X	X
<i>Termoyopal G3</i>	X		
<i>Zipa 4 Generador</i>	X		
<i>Zipa 5 Generador</i>	X		

De manera general, esta auditoria contrasta las declaraciones de CSC y CTC realizadas por los agentes generadores a XM con la información registrada en los documentos soporte (ej. contratos, facturas, inventarios, metodologías de cálculo, etc.).

Entre las actividades de vigilancia realizadas por la SSPD, se han verificado de manera aleatoria los archivos y memorias de cálculo presentados por el auditor, en los cuales se ha evidenciado una adecuada aplicación de la metodología de auditoria establecida por la CREG. Igualmente, se realizaron reuniones aclaratorias/explicativas, donde se corroboran los resultados presentados en los informes.

Con lo anterior damos por atendida su comunicación y quedamos atentos a cualquier inquietud adicional.

Cordialmente,



LORENZO CASTILLO BARVO

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios (E)

Anexos: 1. Anexo Información Celsia Tolima

Copia: Marisol Millán Hernández, Directora de Estudios Sectoriales de Minas y Energía
Correo: crg@contraloria.gov.co, marisol.millan@constraloria.gov.co, olga.lopez@contraloria.gov.co

Proyectó: Equipo Dirección Técnica de Gestión de Energía
Equipo UMMEG

Revisó: Luisa Fernanda Camargo Sánchez – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)

Aprobó: Diego Alejandro Ossa – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible