Código validación comunicación: 3dbd1
Número de expediente: 2022002807E
Código de validación expediente: 75edd

Código Dependencia: 3000
Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificado ()

Bogotá, D.C.

Doctor (a)
Gregorio Eljach Pacheco
Secretario General
Senado de la República
secretaria.general@senado.gov.co
Carrera 7 No. 8-68
Bogotá, D.C.

Asunto: Respuesta a la Proposición No. 36 de 2022 relacionada con alzas de las tarifas de energía eléctrica.

Respetado doctor Eljach.

De manera atenta remito respuesta a la Proposición No. 36 de 2022 relacionada con alzas de las tarifas de energía eléctrica, presentada por los HH.SS. Miguel Ángel Barreto Castillo, Efraín José Cepeda Sarabia, José David Name Cardozo y Marcos Daniel Pineda García.

Lo anterior, de conformidad con la información suministrada por la Dirección de Energía Eléctrica – DEE, La Oficina de Asuntos Regulatorios y empresariales – OARE y el Grupo de Ejecución Estratégica del Sector Extractivo – GEESE, de esta cartera ministerial.

Es menester informar que se realizó los siguientes traslados por tratarse de un asunto de su competencia:

- A XM: Se traslada las Preguntas No. 1, 4, 5, 7, 8, 31, 32, 33, 34, 52, 53 y 59.

- A la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD: Se traslada las preguntas No. 3, 4, 12, 30, 38, 39, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47 y 50.

- A la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME: Se traslada las preguntas No. 24, 65, 78, 79, 80 y 81.

- A la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG: Se traslada las preguntas No. 9, 10, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 36, 37, 48, 51, 54, 59, 72, 76 y 77.

- A Celsia SA Esp – CELSIA: Se traslada las preguntas No. 41, 44, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53 y 57.

Esperamos haber atendido de manera satisfactoria la presente solicitud, señalando que de requerirse alguna información adicional con gusto será atendida.

Atentamente,

Belizza Janet Ruiz

Belizza Janet Ruiz Mendoza
Viceministro
Viceministerio de Energía

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.

Radicado Padre: 1-2022-031277
Anexos: 1 legajo
Elaboró: Román Andres Ortiz Fuertes
Revisó: Angela María Sarmiento Forero, Omar Andres Camacho Morales, Mónica Marcela Verdugo Parra, Cristian Andrés Díaz Durán, Laura Camila Ávila Jiménez
Aprobó: Belizza Janet Ruiz Mendoza

RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE LA PROPOSICIÓN NO. 36 DE 2022 RELACIONADA CON ALZAS DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PRESENTADA POR LOS HH.SS. MIGUEL ÁNGEL BARRETO CASTILLO, EFRAÍN JOSÉ CEPEDA SARABIA, JOSÉ DAVID NAME CARDOZO Y MARCOS DANIEL PINEDA GARCÍA.

De manera atenta, nos permitimos dar respuesta a la solicitud de información relacionado con alzas de las tarifas de energía eléctrica.

6. **¿Qué tiene pensado el nuevo Ministerio para que la transición energética resulte en precios eficientes, toda vez que los 4 agentes que concentran a [sic] generación y comercialización de energía del país tienen el permiso por decreto reciente de representar, tener propiedad y agregar recurso distribuido para incrementar sus beneficios como generador en perjuicio de la demanda?**

El cronograma de la transición energética será desarrollado a través de una política pública que estará incluida en el Plan Nacional de Desarrollo – PND que será presentado por el Gobierno nacional.

11. **Si la CREG no permite la participación de la Respuesta de la Demanda ni reconoce la complementariedad de los recursos renovables y distribuidos, sino que privilegia la generación convencional, ¿cómo planea el Gobierno cumplir su política de transición energética?**

En el marco de lo previsto por el Ministerio de Minas y Energía para promover la participación de la respuesta de la demanda, en 2022 se expidió por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas la reglamentación para masificar la infraestructura de medición avanzada, lo cual permitirá tener mayor información de la curva de la demanda y con ello habilitar la implementación de programas de respuesta de la demanda. Adicionalmente, con la Resolución MME No. 4 0283 de 2022 se dan lineamientos para crear un marco regulatorio que dé más participación a la demanda en los diferentes mecanismos del mercado de energía eléctrica.

En cuanto a la promoción de los recursos renovables, el Ministerio de Minas y Energía en los años 2019 y 2021 realizó tres (3) subastas de contratos de largo plazo para Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER las cuales tuvieron como fundamento lo propuesto por el Decreto No. 570 de 2018 donde se pretende impulsar la diversificación de la matriz de generación para hacerla más resiliente ante el cambio climático, aprovechando la complementariedad de estos recursos. Como resultado de estos procesos, en octubre de 2019 se adjudicaron 1.374 MW en proyectos solares y eólicos, y en octubre de 2021 otros compromisos de energía por casi 800 MW.

Igualmente, bajo el mecanismo de cobertura de la energía del país, en el marco del cargo por confiabilidad se convocó a una subasta en el 2019, en donde se asignaron, compromisos de energía firma para plantas FNCER correspondientes a 1.160 MW eólicos y 238 MW solares.

Finalmente, es importante señalar que el cronograma y ruta de la transición energética será desarrollado a través de una política pública que estará incluida en el Plan Nacional de Desarrollo – PND que será presentado por el Gobierno nacional.

12. ¿Cuál va a ser la política energética que incentive a que realmente se instalen más plantas con costos variables cero? ¿Se prevé una eliminación acelerada de las barreras regulatorias actualmente existentes?

El Gobierno nacional ha creado un marco legal y normativo para incentivar la construcción de plantas de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, mediante las Leyes 1715 de 2014, 1955 de 2019, 2099 de 2021, entre otros. Ahora bien, este nuevo Gobierno nacional está en proceso de elaboración del Plan Nacional de Desarrollo – PND, en el cual se definirán las líneas de política asociadas a los temas referidos en su pregunta.

15. ¿La expectativa por el atraso en la entrada de los proyectos renovables que adquirieron compromisos a través de la II Subasta de renovables, pudo haber impactado en la formación de precios?

Es necesario iniciar informando que la formación de precios de energía eléctrica en Colombia se da en el marco del Mercado de Energía Mayorista – MEM, el cual cuenta con diferentes mecanismos de contratación, como lo son: bolsa de energía eléctrica, SICEP, subasta de contratación a largo plazo exclusiva para proyectos FNCER y contratación bilateral libre.

Esto implica que, cada uno de los mecanismos tiene su propia metodología para la formación de precios de energía eléctrica y, por tanto, los agentes generadores y comercializadores también tienen diferentes aproximaciones de riesgo en diferentes periodos, las cuales se ven reflejadas en los precios y cantidades ofertadas por cada uno y finalmente en el precio que se forma en cada mecanismo.

Ahora bien, es importante mencionar que como resultado de la segunda implementación del mecanismo de subasta de contratación a largo plazo exclusiva para proyectos FNCER, se logró la firma de contratos financieros que están honrando sus compromisos desde el 1 de enero de 2022 y por un periodo de quince (15) años. Esto implica que los agentes generadores adjudicados que no han entrado en operación y que no cuentan con parque de generación, han tenido que buscar respaldo con otros agentes para cumplir sus compromisos. Sin embargo, se debe considerar que la segunda subasta de contratación a largo plazo logró el compromiso de 12.050,5 MWh/día, es decir, menos del 6% del total de la energía que actualmente se liquida en el MEM diariamente.

En conclusión, los mecanismos de contratación del MEM responden a múltiples variables de incertidumbre nacionales e internacionales que han convergido y, además, a múltiples estrategias comerciales por parte de los agentes generadores y comercializadores.

21. ¿Cuál será el incentivo que tendrá la generación para la inversión en plantas de costo variables cero?

El Gobierno nacional ha creado un marco legal y normativo para incentivar la construcción de plantas de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, mediante las Leyes 1715 de 2014, 1955 de 2019, 2099 de 2021, entre otros. Ahora bien, este nuevo Gobierno está en proceso de elaboración del Plan Nacional de Desarrollo, en el cual se definirán las líneas de política por las que pregunta.

35. Si colectora solucionaba los precios futuros de energía y ante la incertidumbre de su entrada ¿Qué se ha resuelto para eliminar este riesgo y mitigar las alzas que hoy se ven en los precios?

Las tarifas han incrementado en sus componentes, principalmente por variaciones propias al Índice de Precios al Productor y del Índice de Precios al Consumidor. Estos dos indicadores han afectado los costos asociados a la generación, la distribución, la transmisión y la comercialización de energía para los usuarios regulados de energía.

Este Ministerio y este Gobierno está comprometido con una solución estructural a esta problemática heredada, a partir de un Pacto por la Justicia Tarifaria, que contará con la participación de seis actores aliados:

- ✓ Gobiernos departamentales y municipales.
- ✓ Representantes y Senadores del Congreso de la República
- ✓ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Y, a través suyo, con SuperServicios y MinHacienda.
- ✓ Empresas comercializadoras del Caribe: Air-e y Afinia.
- ✓ Grandes consumidores: como ASOENERGÍA, ANDI en su cámara de grandes consumidores; pero también representantes y voceros de los pequeños usuarios como las veedurías y personerías de la región Caribe.
- ✓ Y las agremiaciones, de manera especial, de generadores de energía eléctrica.

En el corto plazo se espera modificar el índice que afecta a todos los componentes de la tarifa, analizando el impacto de indicadores como el IPP e IPC. Contamos con la voluntad de gremios y empresas generadoras, con las cuales avanzamos en el diálogo para poner a los usuarios en el centro del sistema.

El largo plazo se proyecta la creación de un indicador específico para la definición de la tarifa de energía, analizando de manera específica las diferentes fuentes de generación de la energía, y revisando cada segmento que compone la tarifa y en qué medida dependen de nuevos insumos del mercado nacional e internacional.

En el siguiente link puede acceder a los pronunciamientos completos.

https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/

55. Sírvase explicar la Composición y cálculo del ADD (Áreas de Distribución) Oriente, ¿cómo afecta el cálculo del componente de Distribución?

El Decreto No. 388 de 2007 y sus modificatorios tiene como objetivo ordenar la conformación de las Áreas de Distribución – ADD, en cumplimiento de la orden dada por el legislador en el parágrafo del artículo 64 de la Ley 1151 de 2007. El fin del mencionado decreto es contribuir con la expansión de la cobertura y servir como mecanismo de asignación eficiente de recursos para la prestación del servicio. Este decreto, también establece los criterios que deben regir la definición de los cargos de uso del sistema de distribución de energía, tomando en consideración los criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio y la comparación con empresas eficientes similares.

En concordancia con la tarea asignada en el decreto en mención, el Ministerio de Minas y Energía definió mediante resoluciones, la conformación de cuatro ADD: Oriente, Occidente, Centro y Sur, tal como se describe a continuación y se muestra en la figura:

a. La Resolución MME No. 18 2306 de 2009 determinó la creación del área de Distribución Oriente, integrada por los siguientes OR: Enel Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P - ENELAR, Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. - EEC, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. - EBSA y Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. – ELECTROHUILA.

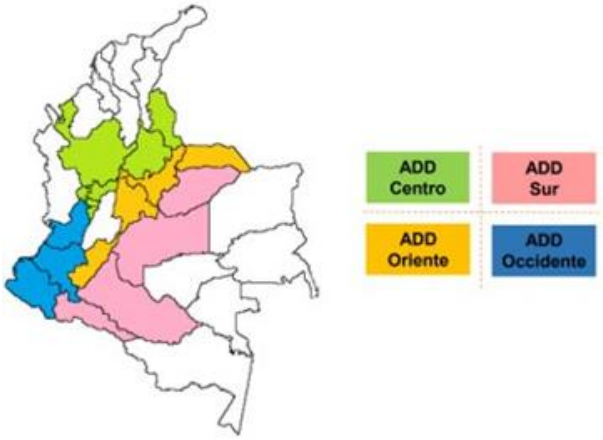
b. La Resolución MME No. 18 1347 de 2010, creó la ADD Occidente, conformada por los siguientes OR: Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. - EMEESA, Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - EPSA, Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. - CETSA, Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P. - EMCARTAGO, Empresas Municipales de Cali EICE – EMCALI, Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. y Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. - CEDENAR.

c. La Resolución MME No. 18 0696 de 2011, modificada por la Resolución MME No. 9 0290 de 2014, definió la ADD Sur, conformada por los siguientes OR: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. - EMEVASI, Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. - ELECTROCAQUETA, Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - EEPUTUMAYO, Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. - EEBP, Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.- EMSA y Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. - ENERCA.

d. La Resolución MME No. 18 0574 del 24 de abril de 2012, creó la ADD **Centro**, conformada por los siguientes OR: Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS, Empresas Públicas

de Medellín S. A. E.S.P. - EPM, Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ, Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P. - EEP, Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC y Ruitoque S. A. E.S.P.

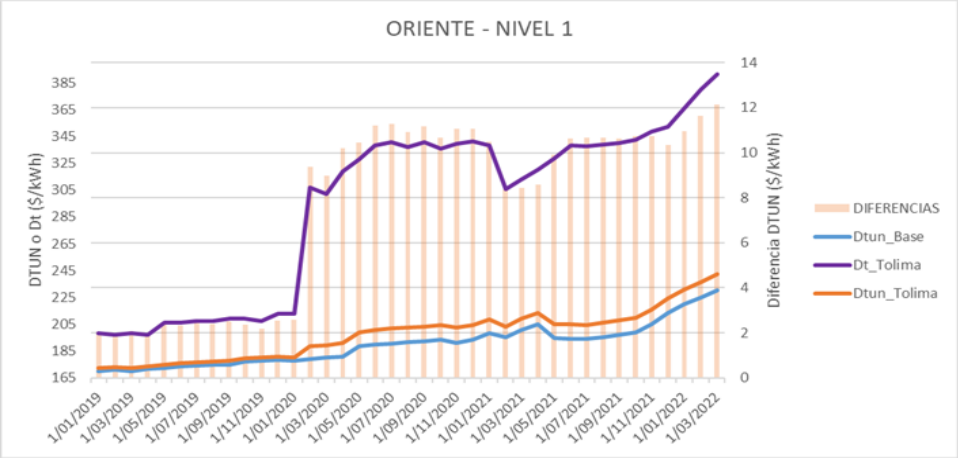
Grafica No.1



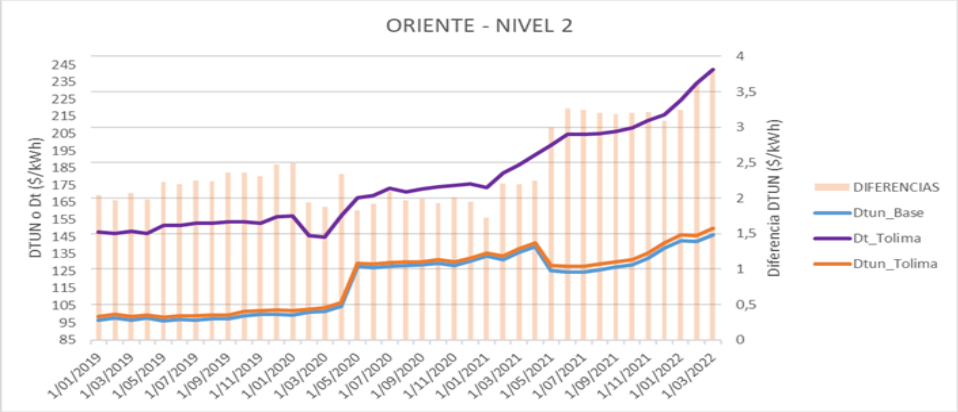
No obstante, se debe considerar que mediante la Resolución MME No. 4 0227 de 2022 se derogaron las resoluciones relacionadas, con el fin de actualizar las referencias a empresas y mercados, y además agregar el mercado de Celsia Tolima a la ADD Oriente, por lo que actualmente, está ADD se encuentra conformada por: Enel Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P - ENELAR, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. - EBSA, Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. - ELECTROHUILA y Celsia Colombia S.A E.S.P. (mercado Celsia Tolima).

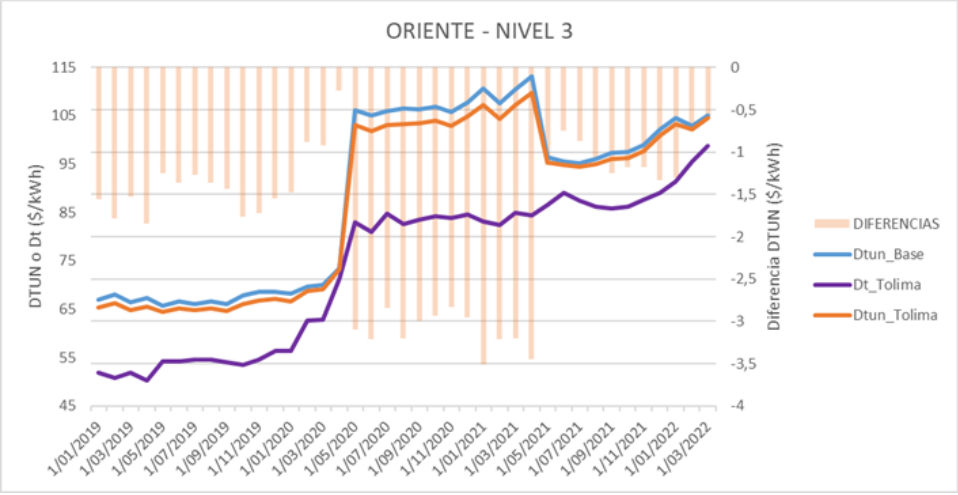
Ahora bien, en relación con los cálculos para las ADD, se resalta que estos se establecieron en la Resolución CREG No. 058 de 2008 y sus modificatorias. En resumidas cuentas, la Comisión propone que exista un cargo unificado de distribución denominado DtUN para cada ADD y para cada nivel de tensión. Lo anterior implica, que cada mercado que pertenezca a determinada ADD, ya no cobrará a sus usuarios el cargo de distribución de la empresa (Dt) sino el cargo unificado de la ADD (DtUN). Esta variable, DtUN, se calcula como el promedio ponderado entre los Dt de cada mercado que pertenecen a determinada ADD y una ventana móvil anual de su energía facturada, generándose flujos de dinero entre mercados deficitarios y excedentarios de la misma ADD.

En este sentido, para la ADD Oriente, única que fue modificada en la Resolución MME No. 4 0227 de 2022, se estima que con la entrada del mercado Celsia Tolima se incrementará el DtUN cerca de 12 COP/kWh, para nivel de tensión 1, mientras que para el mercado de Celsia Tolima el pago por distribución se reduciría cerca de 150 COP/kWh, tal como se muestra en la siguiente gráfica:



A continuación, se muestran los efectos estimados para los niveles de tensión 2 y 3, resaltando que para el nivel de tensión 3, el DtUn Oriente disminuiría:





56. Enunciar y explicar el funcionamiento del aporte de los subsidios que se generan del aporte de los estratos 5,6 y los sectores industriales y comerciales. Adicionalmente, que otros subsidios reciben los OR (Operadores de Red).

Actualmente, de acuerdo a lo establecido en la Ley 142 de 1994 y en las Leyes 1428 de 2010 y 1955 de 2019 se reconocen y otorgan subsidios por menores tarifas a los usuarios de menores ingresos del servicio público domiciliario de energía eléctrica de los estratos 1 (hasta el 60% del consumo de subsistencia), estrato 2 (hasta el 50% del consumo de subsistencia), estrato 3 (hasta el 15% del consumo de subsistencia) y a usuarios de Distritos de Adecuación de Tierras con fines de riego (el 50% del total facturado). La misma Ley 142 de 1994 estableció que los usuarios de los estratos 5 y 6, sectores comercial e industrial (no exento por estatuto tributario) pagarán una contribución correspondiente al 20% adicional sobre el total de la facturación.

Para la administración del esquema de subsidios y contribuciones, la Ley 142 de 1994 creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos para los sectores de energía eléctrica y gas combustible por tubería el cual es una cuenta especial que permite al Ministerio de Minas y Energía dar el manejo de recursos públicos del Presupuesto General de la Nación y de la cuenta del mismo Fondo, con base en los montos de subsidios y contribuciones que cada empresa aplica de acuerdo con la regulación vigente en un determinado trimestre.

Tanto los subsidios otorgados como las contribuciones facturadas son aplicados en la facturación de cada usuario por las empresas prestadoras del servicio público y para su reconocimiento, las empresas reportan dicha información al Ministerio de Minas y Energía quién administra el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos. Las contribuciones que se facturen en un mercado a los usuarios de estrato 5, 6, sectores comercial e industrial (no exento) ayudan a solventar los subsidios que se otorguen a los estratos 1, 2, 3 y distritos de adecuación de tierras con fines de riego ubicados en ese mismo mercado de comercialización. Como regularmente los montos de subsidios son mayores que las contribuciones, en la totalidad de los mercados de comercialización, una vez se crucen los subsidios contra las contribuciones se presentan déficits o faltantes de recursos que deben ser cubiertos por la Nación con recursos provenientes de los excedentes de contribuciones que se giren a la cuenta del FSSRI-Sector eléctrico o con recursos del Presupuesto General de la Nación.

Con base a lo anterior y de acuerdo con su inquietud, le aclaramos que los usuarios residenciales de estratos 5, 6, usuarios comerciales e industriales no exentos, no reciben subsidios y por el contrario son usuarios contribuyentes que ayudan al pago de los subsidios de los usuarios residenciales de estratos de menores ingresos.

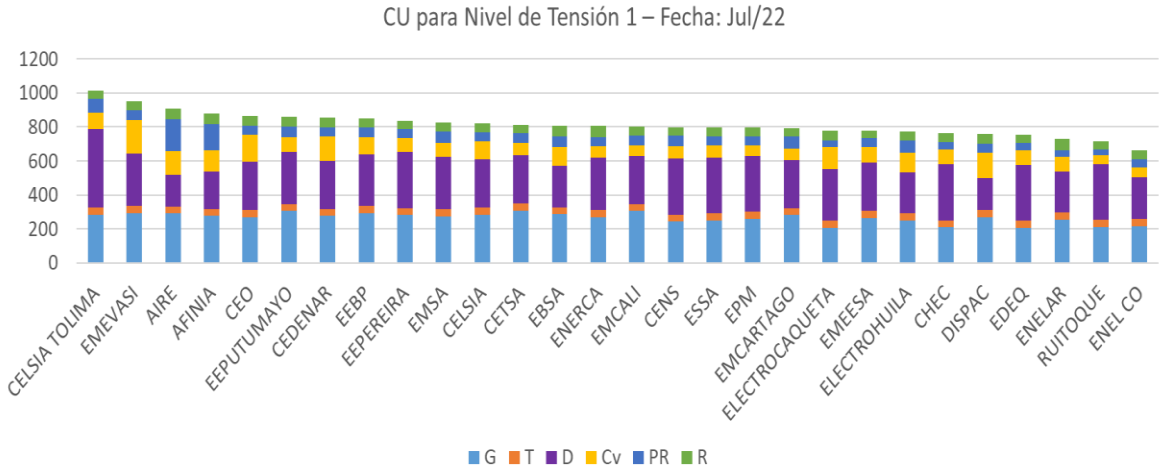
Adicionalmente, respecto a su otra inquietud, le aclaramos que el beneficiario del subsidio por menores tarifas es el usuario y no la empresa. Esto porque la empresa es quien otorga el subsidio al usuario, de acuerdo con las disposiciones legales, facturándole un menor valor del que en realidad debería pagar y posteriormente el MME valida y reconoce a la empresa los subsidios ya otorgados por la empresa. Respecto a otros tipos de subsidios que se puedan otorgar a los usuarios en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, el MME solo

tiene conocimiento de los subsidios otorgados y pagados por la Nación con recursos del Presupuesto General de la Nación de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y 1955 de 2019.

58. Sírvase explicar los componentes que están afectando el precio de kW/H. Pues si bien es cierto el ADD= Distribución se calcula con el promedio de todo el ADD Oriente, Sin embargo, ¿cómo está el componente de Generación y Distribución comparado a nivel país?

A continuación, se presenta una gráfica a continuación en la que se muestra la participación de cada una de las componentes, esto es, generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (Cv), pérdidas (PR) y restricciones (R) que conforman el Costo Unitario (CU) de la energía eléctrica de cada uno de los mercados, para nivel de tensión 1 y con corte de julio de 2022:

Grafica No. 5



De la gráfica anterior, se puede evidenciar que cada mercado tiene un comportamiento diferente en cada una de sus componentes del CU, por lo que para cada mercado se pueden presentar diferentes componentes que estén aumentando el CU (COP/kWh). Por ejemplo, para el mercado de Celsia Tolima es la componente de distribución la que presenta un comportamiento elevado dada la actualización en infraestructura que se aprobó para esta zona que se espera reducir con la inclusión de este mercado a la ADD Oriente; los mercados de AIRE y AFINIA presentan altos costos en el componente de pérdidas que se espera reducir para agosto de 2022; entre otros.

Es importante resaltar que los efectos de la inclusión del mercado de Celsia Tolima a la ADD Occidente no son observables en las tarifas de julio de 2022, sino que serán observables en los próximos seis meses.

Ahora bien, desde el Ministerio de Minas y Energía se resalta que el aumento generalizado del CU en todos los mercados se explica mejor por el aumento de los indexadores de cada una de las componentes del CU, por ejemplo, el IPP y la TRM Por esta razón, desde el Ministerio de Minas y Energía se viene motivando la creación de mesas de trabajo técnicas

con entidades del sector público y privado, que permitan estudiar mejor este fenómeno y sus alternativas, con el fin de materializar medidas de solución para el corto, mediano y largo plazo.

60. Favor mencionar los municipios en Temas de Alumbrado Público que son atendidos con tarifa especial no regulada, esto conociendo que los alumbrados públicos son considerados fronteras especiales (Resolución 101013 de 2022).

La Ley 136 de 1994 y el Decreto No. 943 de 2018, establecen que la responsabilidad por la prestación del servicio de alumbrado público dentro del perímetro urbano y en el área rural corresponde a las entidades territoriales, y puede prestarlo directamente o a través de empresas distribuidoras o comercializadoras de energía, para lo cual el municipio tiene la facultad de celebrar contratos o convenios con tales entidades. El municipio es responsable del pago a las empresas prestadoras, de acuerdo con la facturación que éstas suministren, sin que los particulares resulten obligados frente a las empresas que prestan el servicio de alumbrado público.

En ese sentido se observa que la prestación del servicio de alumbrado público no se encuentra dentro de las funciones de este Ministerio, por lo cual mediante radicado No.: 2-2022-018349 esta cartera procedió a trasladar su pregunta a la XM como entidad competente para suministrar los datos solicitados.

61. Explique cómo funciona el Área de Distribución Oriente – ADD Oriente, se conforma con los Sistemas de Distribución Locales operados por la empresa CELSIA en el departamento del Tolima.

Las Áreas de Distribución Oriente fue inicialmente conformada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución MME No. 18 2306 de 2009, con los siguientes OR: Enel Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P - ENELAR, Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. - EEC, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. - EBSA y Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. - ELECTROHUILA.

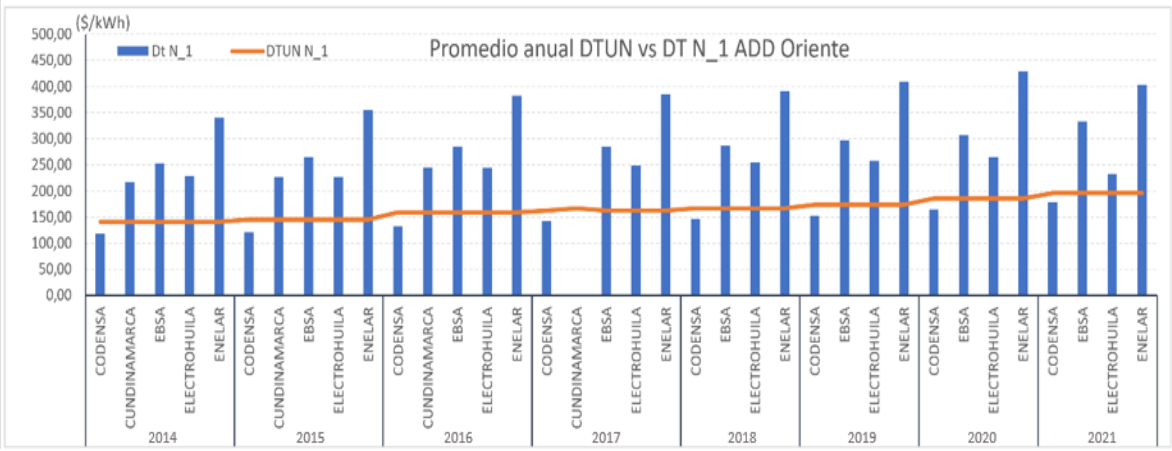
No obstante, mediante la Resolución MME No. 4 0227 de 2022 se derogó la resolución anterior y se actualizó la conformación del ADD Oriente con los siguientes OR: Enel Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P - ENELAR, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. - EBSA, Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. - ELECTROHUILA y Celsia Colombia S.A E.S.P. (mercado Celsia Tolima).

Ahora bien, es necesario precisar que la integración del mercado de Celsia Tolima en esta ADD aún no se ha visto materializada y según el procedimiento establecido en la Resolución CREG No. 58 de 2008 y sus modificatorias, esto se materializará gradualmente en los próximos seis meses.

En este sentido, la siguiente figura muestra los cargos de distribución (Dt) de cada una de las empresas que hasta julio de 2022 eran tenidas en cuenta para el cálculo del cargo de

distribución unificado de la ADD (DtUN), en la que se muestra que a lo largo de los años ha sido Enel Codensa S.A. E.S.P la única empresa excedentaria del área.

Grafica No. 6



De la anterior gráfica se puede observar que los costos de distribución (Dt) de EBSA, ELECTROHUILA y ENELAR han sido los más altos de la ADD Oriente, y que CODENSA ha presentado el Dt más bajo de la ADD. No obstante, todos los usuarios de esta ADD han pagado el costo unificado DTUN.

Una vez ingrese el mercado de Celsia Tolima a está ADD, el comportamiento no será muy diferente al observado, ya que la energía facturada de CODENSA es significativamente más alta que la de los demás que pertenecen a la ADD Oriente y, por tanto, el cálculo de DtUN siempre será cercano al Dt de CODENSA.

En este sentido, como ya se mencionó en la respuesta 55, se espera que con la entrada del mercado Celsia Tolima se incremente el DtUN cerca de 12 COP/kWh, para nivel de tensión 1, mientras que para el mercado de Celsia Tolima el pago por distribución se reduzca cerca de 150 COP/kWh.

62. Explique el funcionamiento de los subsidios al servicio de energía de los estratos 5 y 6 del presupuesto General de la Nación y de los Fondos de subsidios del Ministerio de Minas y Energía. ¿Como se distribuyen esos subsidios en el departamento de Tolima?

Para el funcionamiento general del esquema de los subsidios por menores tarifas al servicio público domiciliario de energía eléctrica, este fue contextualizado en la respuesta al numeral 16, al igual que el rol de: (i) los usuarios residenciales de estratos 5 y 6 como usuarios contribuyentes (no subsidiables) y (ii) del Presupuesto General de la Nación.

El reconocimiento de subsidios se hace a todos los usuarios del territorio nacional, que dispone del servicio público domiciliario de energía eléctrica, que de acuerdo a lo estipulado en la Ley 142 de 1994 tengan derecho a los mismos, focalizados de acuerdo a la estratificación de la vivienda y como se anotó anteriormente, la aplicación se hace en la

facturación que expida la empresa prestadora del servicio público domiciliario de energía eléctrica a los usuarios en su mercado de comercialización. Para el pago de subsidios y de acuerdo con los procedimientos de administración del FSSRI, este se hace de manera total por empresa sin distinguir los montos por estrato, región, departamento o municipio, razón por la cual, de acuerdo con su solicitud no se puede suministrar el detalle de la distribución de los subsidios en el departamento del Tolima.

No obstante, lo anterior, en el siguiente cuadro se suministran los montos de los subsidios por menores tarifas pagados durante las vigencias 2018 a lo corrido del 2022 para las empresas que prestaron el servicio público domiciliario de energía eléctrica y otorgaron subsidios a los usuarios de menores ingresos en el Sistema Interconectado Nacional, incluidas la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. y Celsia Tolima S.A. E.S.P., quienes prestaron el servicio en el departamento del Tolima.

Subsidios por menores tarifas pagados durante las vigencias 2018- 2022

OPERADOR	SUBSIDIOS (FSSRI SIN)				
	2018	2019	2020	2021	2022
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	$ 15.047.074.455	$ 12.033.701.755	$ 27.650.190.744	$ 20.040.064.900	$12.401.008.525
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	$ 82.497.967.421	$ 108.196.496.035			
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP	$ 582.240.183.585	$ 665.452.190.183	$ 1.053.613.138.401		
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	$ 57.846.222.650	$ 60.123.415.481			
DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	$ 24.927.015.625	$ 24.181.035.726	$ 30.813.424.096	$ 27.310.595.003	$17.617.410.368
EMPRESA DE ENERGIA DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	$ 3.387.227.193	$ 4.512.007.284	$ 7.930.936.749	$ 6.381.401.521	$4.461.215.630
CODENSA S.A. E.S.P.	$ 59.607.701.727	$ 135.591.129.003	$ 263.048.493.320	$ 179.110.219.952	$59.302.590.591
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	$ 2.167.790.408	$ 2.468.910.843	$ 3.154.878.152	$ 2.475.034.733	$1.626.821.248
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	$ 6.835.976.325	$ 7.964.863.355	$ 11.126.050.489	$ 9.732.271.546	$6.116.538.006
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	$ 5.424.085.670	$ 7.612.888.250	$ 10.580.729.690	$ 9.237.859.523	$5.698.253.346
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P					
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	$ 60.754.190.755	$ 74.630.384.395	$ 138.493.834.685	$ 102.496.834.602	$62.240.744.489
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI S.A. E.S.P.	$ 15.086.442.355	$ 18.303.731.829	$ 78.274.559.697	$ 46.060.109.209	$25.619.710.251
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.	$ 83.409.217.231	$ 100.153.864.300	$ 168.739.899.580	$ 127.572.882.496	$78.742.573.309
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	$ 43.226.637.030	$ 49.614.330.205	$ 75.177.078.828	$ 66.619.900.433	$37.041.513.203
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P	$ 59.689.173.405	$ 71.521.396.705	$ 122.209.825.781	$ 91.838.871.659	$58.726.861.001
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	$ 19.485.240.732	$ 22.354.684.087	$ 29.900.514.428	$ 23.592.973.796	$16.224.819.945
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	$ 79.068.243.576	$ 74.250.821.280	$ 118.579.488.853	$ 88.759.720.438	$60.550.939.075
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	$ 90.941.065.118	$ 90.519.378.318	$ 142.643.189.794	$ 116.223.365.406	$73.378.003.627
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	$ 60.252.041	$ 56.030.157	$ 80.666.964	$ 114.606.661	$42.252.072
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	$ 36.666.455.391	$ 38.971.195.379	$ 59.890.969.878	$ 49.360.830.402	$33.160.885.710
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	$ 6.184.341.031	$ 8.809.359.456	$ 11.232.971.013	$ 9.422.472.846	$5.643.695.282
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P	$ 731.680.927	$ 1.591.929.837	$ 3.233.673.684		$85.832.543
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	$ 35.039.332.650	$ 35.134.595.636	$ 80.271.968.989	$ 56.750.809.919	$35.902.885.030
EMPRESA DE ENERGIA DEL ARAUCA S.A. E.S.P.	$ 15.489.029.316	$ 18.099.802.671	$ 30.813.860.850	$ 23.451.254.210	$11.290.138.393
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.	$ 160.058.633.818	$ 136.624.249.848	$ 323.819.241.398	$ 252.971.922.469	$138.249.696.566
ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A E.S.P.					
MUNICIPIO DE CUMBAL					
EMPRESA DE ENERGIA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA S.A. E.S.P.					
ELECTRIFICADORA DEL MUNICIPIO DE RIO SUCIO S.A. ESP	$ 1.502.279.708	$ 1.820.783.695			
ENERTOTAL S.A. ESP	$ 595.559.650	$ 713.402.159	$ 1.008.601.905	$ 850.048.846	$344.669.980
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA S.A. ESP	$ 710.850.863	$ 888.795.929	$ 1.312.529.662	$ 894.644.366	$642.807.551
PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A. E.S.P.					
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. ESP	$ 17.398.553.288	$ 20.100.910.762	$ 35.973.158.391	$ 26.116.982.330	$18.374.937.791
EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE MURINDÓ ESP	$ 868.651.893	$ 1.056.311.205			
EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE CARMEN DEL DARIÉN S.A. E.S.P. - EMPSEPDARIEN	$ 533.489.736	$ 788.827.383			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	$ 1.076.190.244	$ 4.122.603.532	$ 11.163.287.527	$ 10.160.940.843	$5.553.851.296
CELSIA TOLIMA S.A E.S.P		$ 12.213.550.077	$ 105.386.560.225	$ 16.806.944.165	
CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P			$ 163.926.559.325	$ 199.190.749.369	$123.679.914.755
CARIBESOL DE LA COSTA S.A. E.S.P.			$ 79.270.614.694		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A. E.S.P.			$ 126.723.861.197	$ 522.450.019.140	$326.802.434.652
AIR-E S.A.S E.S.P				$ 350.486.483.483	$256.190.274.010
GAP ENERGY GROUP S.A.S E.S.P.					$275.621.358
ITALCOL ENERGÍA S.A. E.S.P. - ITALENER					$587.753.610
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. ESP (ahora SPECTRUM RENOVAVEIS S.A.S E.S.P)					$637.476.390
TOTAL	$ 1.568.556.755.823	$ 1.810.483.577.360	$ 3.316.044.758.989	$ 2.436.480.814.266	$ 1.477.214.129.603

63. La empresa Celsia Tolima dice que hace inversiones sociales como obras por impuestos. Explique el funcionamiento de este tipo de figuras de obras por

impuestos y si es verdad que estas inversiones son pagadas directamente por la empresa CELSIA o le son descontadas de la declaración de renta y como estas obras le son descontadas de la misma.

Obras por impuestos fue un mecanismo creado por el Gobierno anterior para brindar la posibilidad al sector privado que, a través de sus impuestos, ejecute directamente proyectos que tengan Impacto Social y Económico en los municipios afectados por la violencia y la pobreza (ZOMAC – PDET).

En el documento "*Obras Por Impuestos – La Oportunidad Para Transformar Colombia*", la Agencia de Renovación del Territorio- ART señala que existen dos opciones para el desarrollo de proyectos a través de este mecanismo:

- Opción Fiducia: *"Es el mecanismo Obras por Impuestos establecido en el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016, reglamentado principalmente mediante Decretos 1915 de 2017 y 2469 de 2018. A través de esta opción las personas jurídicas contribuyentes del impuesto de renta y complementarios pueden invertir hasta el 50% de su impuesto de renta a cargo en la ejecución de proyectos de trascendencia económica y social en los municipios más afectados por la violencia y la pobreza en el país."*

- Opción Convenio: *"Es el mecanismo creado mediante el Artículo 800 – 1, reglamentado mediante Decreto 1147 de 2020, que permite a las personas naturales o jurídicas obligadas a llevar contabilidad, contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios a realizar Obras por Impuestos con recursos propios y en contraprestación recibir Títulos para la Renovación del Territorio – TRT por desarrollar proyectos."*

De manera particular, en el sector energético (Ministerio de Minas y Energía) se pueden formular los siguientes tipos de proyectos:

- Construcción, mejoramiento, optimización o ampliación de la infraestructura eléctrica requerida para el suministro del servicio de energía.

- Repotenciación, rehabilitación o reposición de infraestructura.

- Gas combustible domiciliario por redes (opción convenio).

Es pertinente aclarar que a la fecha en el sector de energía no se tienen proyectos en ejecución de obras por impuestos financiados por la empresa Celsia, sin embargo, puede que se tengan proyectos en estructuración u aprobados en otros sectores por lo que se debe elevar la consulta a la entidad competente, esto es la Agencia de Renovación del Territorio – ART conforme a lo previsto en el Decreto No. 1625 de 2016.

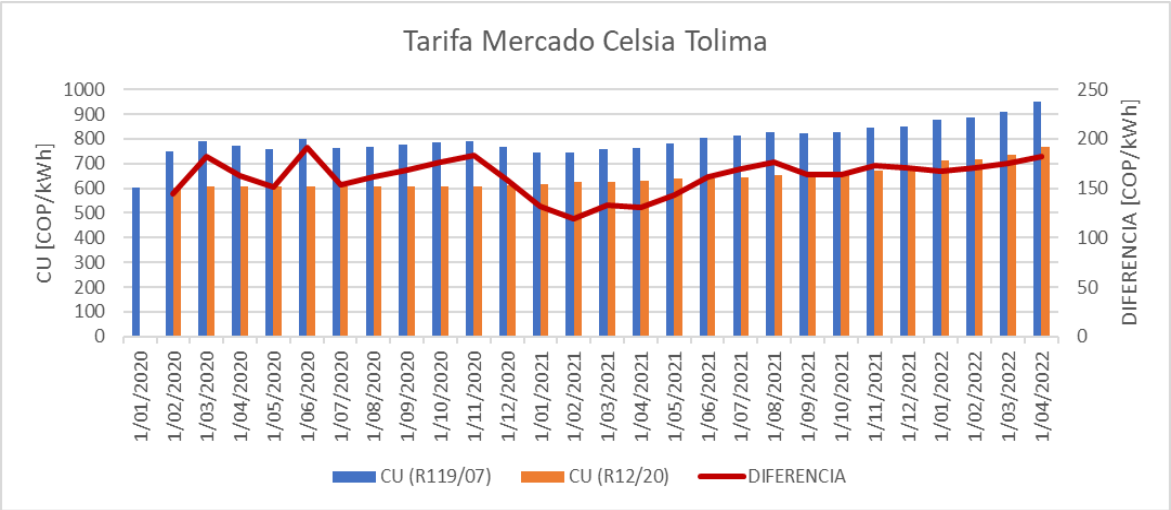
64. Explique las razones que llevan a concluir que al incluir el departamento de Tolima en el Área de Distribución (ADD) Oriente, se verá reflejado en que

tenga una tarifa más competitiva, que debería empezar a operar en el corto plazo, pero que según la empresa CELSIA el valor del kilovatio hora seguirá subiendo "durante un tiempo"; "pero espera que baje 150 pesos en año y medio o dos". ¿Qué efectos tiene para los usuarios de esta alza? Explique las razones de los incrementos en la tarifa del kilovatiohora (kWh) cobrado por Celsia, que subió $90 en los últimos seis meses y actualmente está en $767.46 y llega hasta los $800 pesos por kilovatiohora (kWh), en tanto en otras zonas del país se está cobrando a los usuarios $600 pesos por kilovatiohora (kWh).

Es necesario iniciar informando que la Resolución CREG No. 12 de 2020, por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, permitió a los agentes comercializadores decidir si continuaban calculando la tarifa aplicable a los usuarios regulados según la formula tarifaria establecida en la Resolución CREG No. 119 de 2007 u optar por calcular dicha tarifa de conformidad con las reglas que se definían en la Resolución CREG No. 12 de 2020. Lo anterior, con el fin de brindar una herramienta de estabilización de tarifas para los usuarios, discrecional de cada comercializador.

Dadas las condiciones de la tarifa de energía eléctrica y la emergencia generada por la pandemia del COVID-19, se expidió la Resolución CREG No. 58 de 2020, por la cual se adoptaron medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica. Entre las medidas que se adoptaron, se estableció que todos los comercializadores debían mantener constante la tarifa de energía eléctrica por ocho meses, entre abril y noviembre de 2020. Lo anterior, implicó que todos los comercializadores debían asumir temporalmente la diferencia entre el CU calculado con la Resolución No. CREG 119 de 2007 y el CU calculado con la Resolución CREG No. 12 de 2020, con la promesa de que esta deuda la podrían recuperar una vez el CU Resolución CREG 12 de 2020 fuera mayor que el CU Resolución CREG No. 119 de 2007.

En este sentido, se informa que el comercializador del mercado Celsia Tolima, desde febrero del año 2020 ha aplicado a sus usuarios la tarifa calculada con la Resolución CREG No. 12 de 2020, sin que hasta el momento haya podido recuperar la deuda generada por la diferencia entre el CU calculado con la Resolución CREG No. 119 de 2007 y el calculado con la Resolución CREG No. 12 de 2020, tal como se muestra en la gráfica.

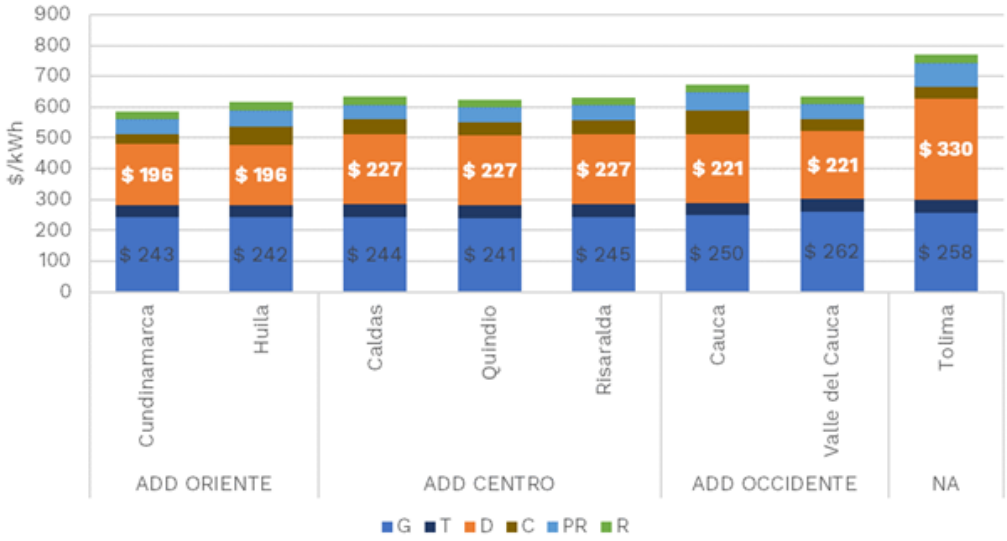


En este sentido, hasta que el comercializador del mercado Celsia Tolima recupere la deuda acumulada por la prestación del servicio desde el año 2020, los usuarios no podrán sentir rebajas en la tarifa cobrada. Por tanto, la decisión de incluir el mercado de Celsia Tolima dentro de la ADD Oriente, por medio de la Resolución MME No. 4 0227 de 2022, beneficia a los usuarios de este mercado con la reducción de la brecha entre las dos tarifas CU (R119/07) y CU (R12/20), haciendo que se pueda llegar al punto de balance más rápido.

Ahora bien, respecto de aumento de las tarifas de energía eléctrica por favor ver respuesta a la pregunta 35.

66. Explique las medidas tomadas por el Ministerio de Minas y Energía para el departamento del Tolima durante el año 2021 y 2022 para mitigar el aumento en tarifas de energía.

Tal como se explicó en la respuesta 64, la medida tomada en la Resolución MME No. 4 0227 de 2022, entre otros, tenía el objetivo de aportar al principio de neutralidad. Este principio plantea la conformación de ADD procurando que, dentro de las mismas condiciones, exista el mismo tratamiento tarifario entre los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio. La siguiente gráfica muestra los costos unitarios de los mercados que limitan con el de Celsia Tolima:



De la Figura anterior, se puede observar que durante el año 2021 el mercado de Tolima tuvo el CU promedio más alto entre los mercados con los que limita, 770 $/kWh, y que la componente que presentó una mayor desviación fue la de Distribución (D), 330 $/kWh, excediendo a los mercados limítrofes de las ADD ORIENTE, CENTRO y OCCIDENTE en un 68%, 49% y 45%, respectivamente.

Se debe considerar que dentro de los diferentes mercados que limitan con el de Celsia Tolima, existen usuarios cercanos geográficamente que experimentan CU significativamente diferentes, principalmente por las diferencias en la componente de distribución. Por ejemplo, un usuario en Honda (Tolima) pagó durante el 2021 aproximadamente 103 $/kWh (49%) más en distribución que un usuario en el municipio de La Dorada (Caldas) ubicado a 28 km de distancia; mientras que los usuarios de Flandes (Tolima) pagaron durante el 2021 aproximadamente 134 $/kWh (68%) más que un usuario en el municipio de Girardot (Cundinamarca) ubicado en línea recta a 2 km de distancia.

Dadas estas condiciones y otras que se explican a detalle en la Memoria Justificativa de la Resolución MME No. 4 0227 de 2022, se optó por incluir al mercado de Celsia Tolima dentro de la ADD Oriente, con el objetivo de acercar los CU calculados con la Resolución CREG No. 119 de 2007 y su modificatorias.

67. ¿Cuáles son las medidas previstas por el Gobierno Nacional para reducir el impacto en el aumento del valor a pagar en las facturas de los servicios públicos a causa del descongelamiento en las tarifas de energía?

Por favor remitirse a la respuesta de la pregunta 35.

68. Sírvase de informar ¿Cuál es el presupuesto otorgado anualmente en los subsidios públicos domiciliarios de energía y gas para los estratos 1, 2 y 3 del país?

La apropiación de recursos del PGN o presupuesto para el pago de subsidios por menores tarifas del FSSRI se hace de manera global para cubrir los déficits de subsidios de los usuarios de menores ingresos del país para una determinada vigencia, sin detallar sectores o estratos, regiones, municipios o empresas.

A continuación, se presenta para las vigencias desde 2013 hasta 2022 la información de las apropiaciones al presupuesto del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos –FSSRI que incluye el Sistema Interconectado Nacional – SIN y las Zonas No Interconectadas - ZNI, con el cual se cubren los déficits de subsidios otorgados a los usuarios beneficiarios de dicho fondo:

Valor de recursos apropiados y ejecutados del FSSRI (SIN-ZNI)

VALOR DE RECURSOS APROPIADOS Y EJECUTADOS DEL FSSRI (Valor presentado en millones de pesos)		
AÑO	**APROPIADO**	**EJECUTADO**
2013	$1.625.000	$1.625.000
2014	$1.273.227	$1.270.509
2015	$1.457.900	$1.457.900
2016	$1.437.231	$1.413.378
2017	$1.761.996	$1.760.282
2018	$1.857.016	$1.857.016
2019	$2.115.003	$1.723.512*****
2020	$1.744.827	$1.744.824
2021	$2.745.366	$2.745.317
2022	$2.037.145	$1.632.957**

* El valor ejecutado se aprecia inferior al apropiado, en función de un recorte presupuestal efectuado durante la vigencia.
**La ejecución de la vigencia 2022 se presenta con corte al mes de julio

70. Explique ¿Cuál es la fuente de recursos del Gobierno Nacional para otorgar estos subsidios?

Los montos de subsidios por menores tarifas de los servicios de energía eléctrica de los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3 se apalancan en las contribuciones facturadas a los usuarios residenciales de estratos 5, 6, usuarios del sector comercial y del sector industrial que no se encuentren exentos por Estatuto Tributario. Considerando que los montos de subsidios son mayores a las contribuciones, quedan déficits por cubrir para lo cual la Nación hace uso de las dos fuentes de recursos disponibles: bien sea de la cuenta del FSSRI que recibe los excedentes de contribuciones de empresas superavitarias o de recursos del

Presupuesto General de la Nación- PGN, los cuales son apropiados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en cada vigencia.

La apropiación de recursos del PGN o presupuesto para el pago de subsidios del FSSRI se hace de manera global para cubrir los déficits de subsidios de los usuarios de menores ingresos de todo el territorio nacional para una determinada vigencia, sin desagregar sectores o estratos, regiones, municipios o empresas.

71. ¿Cuál es el presupuesto anual para los subsidios de servicios públicos domiciliarios de energía en el departamento del Tolima?

Tal como se indicó en la respuesta a los numerales 68 y 70, el presupuesto anual para cubrir los déficits de subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica se elabora de manera global proyectando el déficit total anual de subsidios de los usuarios de todo el territorio nacional y no se desagrega por sectores, estratos, regiones, municipios o empresas, razón por la cual, de acuerdo a su solicitud no se puede suministrar el detalle del presupuesto de los subsidios en el servicio de energía eléctrica para el departamento del Tolima.

No obstante lo anterior, en el cuadro del numeral 62, se suministran los montos de los subsidios por menores tarifas pagados durante las vigencias 2018 a lo corrido del 2022 para las empresas que prestaron el servicio público domiciliario de energía eléctrica y otorgaron subsidios a los usuarios de menores ingresos en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, incluidas la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. y Celsia Tolima S.A. E.S.P., quienes prestaron el servicio en el departamento del Tolima.

73. Si bien objetivo de las Áreas de Distribución - ADD es el de aproximar los cargos de distribución entre regiones, evitando que las regiones más rurales y apartadas de los grandes centros de consumo tengan tarifas más altas que en las grandes ciudades, dado que llevar allí el servicio implica unos mayores costos, explique la razón por la cual la ADD no ha logrado redistribuir estos costos y no ha permitido que se promedien con los de otras regiones que por su densidad poblacional no exigen unas erogaciones tan altas. ¿Si no se ha podido hacer en este plazo, para cuándo se estima que se reduzcan efectivamente las tarifas?

Dentro de las razones que motivaron la creación del esquema de ADD se destaca que, en algunos casos, se presentaban diferencias apreciables en el CU que pagaban usuarios atendidos por diferentes operadores de red (OR) localizados en municipios vecinos o, incluso, entre usuarios localizados en el mismo municipio atendidos por diferentes OR.

Estas diferencias en el valor del CU pagado por usuarios atendidos por diferentes OR, pero localizados en la misma área geográfica, generaba reclamos e inconformidades por parte de los usuarios y desgaste administrativo por parte de los OR con el fin de explicar las razones de dichas diferencias.

De igual forma, considerando que los cargos de distribución eran una componente significativa del CU, la diferencia en los valores del cargo de distribución facturados al usuario final también desincentivaba las decisiones de inversión del OR, principalmente en el sector industrial y comercial, dentro del área geográfica (generalmente un departamento) atendido por aquel OR con un cargo de distribución mayor, lo que desincentivaba las inversiones en expansión e incremento de cobertura, dado que estas mayores inversiones presionan al alza el valor de prestación del servicio, lo que además de acentuar las diferencias en el CU entre diferentes OR, induce al no pago del servicio, incrementando el riesgo de cartera y las conexiones fraudulentas.

La situación descrita anteriormente, además de desincentivar las nuevas inversiones, también representaba un obstáculo para realizar inversión en mantenimiento de redes, lo que incide en la calidad del servicio e incrementa las pérdidas técnicas de aquellos OR que presentaban mayores costos de prestación del servicio.

Estas situaciones y otras impulsaron la necesidad y conveniencia de acercar las tarifas de los usuarios en zonas geográficas cercanas, por medio de la homogenización de los costos de distribución en las ADD definidas. Lo anterior, significa que los usuarios que pagaban más en una ADD disminuyeron el valor de su tarifa y usuarios que pagaban menos aumentaron el valor de su tarifa.

En consecuencia, se debe señalar que el objetivo de la medida no era lograr un equilibrio entre los costos de distribución (Dt) de cada mercado sino aportar en la homogenización de las tarifas entre mismas ADD, incentivando así, la inversión, la cobertura y la calidad dentro de los sistemas de distribución que componen cada ADD. Los costos Dt siempre serán inherentes a las características del terreno donde se tiendan las redes, la concentración de los usuarios y la voluntad de inversión de su operador de red, entre otros.

Como se ha indicado en las preguntas 55 y 61, el esquema de ADD busca generar un beneficio al usuario en la tarifa que paga por este eslabón de la cadena de prestación del servicio y mantener los incentivos de inversión de cada uno de los distribuidores, sin embargo las demás variables también tienen otras condiciones por las cuales se generan variación; es decir, la implementación de este esquema de ADD alivia situaciones tarifarias pero no atiende todas las variaciones posibles de los diferentes componentes de la tarifa.

74. ¿Qué medidas regulatorias tiene este Ministerio previstas para evitar un aumento o impacto significativo de la tarifa frente al aumento desbordado de las tarifas que pagan los usuarios de energía eléctrica en el Tolima y no abusen de su posición dominante de CELSIA?

Por favor remitirse a la respuesta a la pregunta 35.

75. De conformidad con el parágrafo primero del artículo 318 del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955 de 2019), "con recursos provenientes del Sistema General de Regalías se podrán financiar inversiones en infraestructura

eléctrica, como aportes que no incidirán en la tarifa", al respecto, sírvase informar si ¿se han destinado o se han comprometido recursos de regalías en la financiación de inversiones de infraestructura en el Departamento del Tolima?

De acuerdo con los artículos 360 y 361 de la Constitución Política, las regalías corresponden a una contraprestación económica a favor del Estado por la explotación de los recursos naturales no renovables y su distribución a las entidades territoriales y demás beneficiarios del SGR, así como su destinación, se realizan de acuerdo con los criterios definidos en la Constitución y la Ley.

En tal sentido, la asignación, distribución y ejecución de los recursos de regalías debe regirse por lo allí contemplado, esto es que, dichos recursos son destinados a las entidades territoriales y deben orientarse a la ejecución de proyectos de inversión de conformidad con la normativa vigente.

De conformidad con la normativa, los proyectos de inversión deberán ser presentados por las entidades territoriales beneficiarias ante el Órgano Colegiado de Administración y Decisión Regional – OCAD Regional, el Órgano Colegiado de Administración y Decisión Paz – OCAD Paz o a quien corresponda dependiendo la asignación de recursos con la que se pretende financiar el proyecto. Lo anterior, con el fin de dar cumplimiento al ciclo de los proyectos de inversión para el SGR, el cual abarca cuatro etapas: (i) formulación y presentación de proyectos, (ii) viabilidad y registro en el Banco de Proyectos de Inversión, (iii) priorización y aprobación y (iv) ejecución, seguimiento, control y evaluación.

Adicional a lo anterior, en el departamento del Tolima durante la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo, esto es desde el 25 de mayo de 2019 al 15 de julio de 2022, no se aprobaron proyectos de inversión en infraestructura eléctrica con recursos del Sistema General de Regalías, información verificada en la plataforma GESPROY , herramienta dispuesta por el SGR, a través del Departamento Nacional de Planeación – DNP, para el reporte y seguimiento de información de los proyectos ejecutados con recursos del SGR.

Esperamos haber atendido de manera satisfactoria la presente, señalando que de requerirse alguna información adicional con gusto será atendida.