

Bogotá, D.C.,

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG)  
No. Radicación: S-2021-000535 5/Feb/2021  
No. REFERENCIA: E-2021-001450  
Medio: CORREO No. Folios: 10 Anexos: NO  
DESTINO: CAMRA DE REPRESENTANTES  
Para Respuesta o adiciones favor Cite No. de Radicación

Señor  
ALEJANDRO CARLOS CHACÓN CAMARGO  
Representante a la Cámara  
COMISIÓN SEGUNDA DE RELACIONES EXTERIORES,  
COMERCIO EXTERIOR DEFENSA Y SEGURIDAD NACIONAL  
[debates.comisionsegunda@camara.gov.co](mailto:debates.comisionsegunda@camara.gov.co)  
[comision.segunda@camara.gov.co](mailto:comision.segunda@camara.gov.co)  
[alejandro.chacon@camara.gov.co](mailto:alejandro.chacon@camara.gov.co)  
Cra. 7 No. 8 – 68 Ed. Nuevo Congreso  
Bogotá

Asunto: Solicitud de información referente al debate de control político.  
Radicados CREG E-2021-001450  
Expediente CREG Comunicaciones

Honorable representante Chacón:

Hemos recibido traslado de su comunicación enviada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que demos respuesta a las siguientes consultas:

### Pregunta numeral 3, literal b)

... 3. De acuerdo a la posición geográfica privilegiada de Colombia en el globo terráqueo, que goza de la presencia lumínica del sol y de fuertes corrientes de aire en algunas zonas estratégicas,

...

b. ¿Sería esta la solución al monopolio que existe en materia de Energía Hidráulica y Térmica?, Explicar y detallar la respuesta...

### Respuesta:

Antes de dar respuesta, cabe aclarar que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene como función la regulación del mercado de electricidad, según lo definido en la Ley 143 de 1994, donde la generación de energía eléctrica está definida como la actividad de producir energía eléctrica. Igualmente, con independencia de las fuentes que se utilicen, es decir, cualquier clase de generación de energía eléctrica, se rige por las leyes 142 y 143 de 1994, y por las normas expedidas por la CREG, normas que no contienen tratamiento diferencial alguno para las fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER.

*HR. Alejandro Carlos Chacón Camargo*  
*Comisión segunda de relaciones exteriores.*  
*2 / 10*

Por tal razón, desde la creación del Cargo por Confiabilidad, CxC, que se reglamentó en la Resolución CREG 071 de 2006, el parque de generación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, ha aumentado o ha tenido un crecimiento de su capacidad en megavatios para generar energía eléctrica (medida en MW<sup>1</sup>) en los últimos años con diferentes tecnologías, como se ilustra a continuación:

*Tabla 1. Capacidad instalada del SIN<sup>2</sup>*

| Tecnología      | Año 2006<br>(MW) | Año 2020<br>(MW) | Crecimiento |
|-----------------|------------------|------------------|-------------|
| Cogeneración    | 26               | 149              | 473%        |
| Eólica          | 18               | 18               | 0%          |
| Hidráulica      | 8,947            | 11,893           | 33%         |
| Solar           | 0                | 61               | 100%        |
| Térmica         | 4,289            | 5,312            | 24%         |
| <b>Total MW</b> | <b>13,280</b>    | <b>17,433</b>    | <b>31%</b>  |

De la tabla anterior se aclara que el crecimiento del 473% de la tecnología de cogeneración<sup>3</sup>, se debe a la voluntad de privados, y no ha correspondido a proyectos de generación que hayan ganado en las subastas del CxC.

Subasta tal, que no favorece ni da tratamientos diferenciales a tecnologías en particular, es así que, desde la reglamentación del CxC en el año 2006, se han instalado nuevos proyectos de generación de tecnología hidráulica, solar y térmica, donde en esta última su fuente de generación de energía se incluyen las de los combustibles fósiles como: acpm o diésel, jet A1, gas natural y carbón.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía, MME, desde las resoluciones MME 40590, 40591 y 40725 de 2019, han incentivado la entrada de proyectos de generación FNCER a nuestro Sistema Interconectado Nacional a través de subastas de contratos de largo plazo de energía, CLPE.

Es por esta razón, y junto con los proyectos de FNCER que recibieron obligaciones de energía en la última subasta del Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 104 de 2018), se espera

<sup>1</sup> Por sus siglas en inglés de mega watts

<sup>2</sup> Elaboración propia. Información consultada en el portal BI del operador del mercado XM SA ESP, en su página web. [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)

<sup>3</sup> Generación de energía eléctrica como resultado de un proceso térmico donde se requiere la generación de calor para un proceso industrial, ya sea por la quema de bagazo o de combustibles fósiles como gas natural o carbón, como ocurre en el SIN de Colombia

HR. Alejandro Carlos Chacón Camargo  
Comisión segunda de relaciones exteriores.  
3 / 10

entre diciembre de 2022 y enero de 2023, la instalación e integración de FNCER que suman alrededor de 1565 MW de tecnología Eólica y 526 MW de tecnología Solar Fotovoltaica, incentivados y comprometidos a través de la subasta del CxC y la subasta de contratos de largo plazo del MME.

Ahora bien, para dar respuesta a su inquietud, le informamos que la posibilidad de que el crecimiento o el desarrollo de la futura capacidad de generación del SIN solo sea a través de proyectos de generación con una tecnología en particular y diferente a la convencional como lo es la hidráulica y la térmica, se requiere de una definición de política, ya que las funciones de la CREG sobre la regulación de la actividad de generación se define sin tratamientos diferenciales por alguna tecnología, según las leyes 142 y 143 de 1994, puesto que dicha neutralidad se da en función de permitir que sea la eficiencia económica, como principio legal, uno de los elementos que rigen las condiciones de mercado y de formación de precios que se trasladan a los usuarios finales.

### **Pregunta numeral 7, literal a)**

*... 7. Sírvase explicar y detallar en lo concerniente a la Cadena de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la COMERCIALIZACIÓN (C) que es el costo de atender de los clientes relacionados con los procesos de lectura de medidores, facturación y reparto de recibos, y todo lo relacionado con el servicio y/o atención al cliente en las oficinas comerciales y en la línea de atención cliente que se factura en un 13% en el Marco Tarifario a cada usuario final.*

*a. Indicar cuales son todos Costos que se incluyen en la COMERCIALIZACIÓN para facturarse por un 13% a cada usuario?...*

### **Respuesta:**

La actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados esta remunerada mediante la metodología contenida en la Resolución CREG 180 de 2014<sup>4</sup>, y en la cual se tienen dos componentes principales de la remuneración. El primero corresponde a los gastos eficientes de la actividad y, como se indica en su consulta, incluyen la lectura de los medidores instalados en los usuarios, la facturación, el reparto de las facturas, la gestión de compra de energía y la atención de los usuarios.

Estos gastos se aglomeran en el costo base de comercialización definido para cada uno de los mercados de comercialización del país expresado en pesos por factura.

<sup>4</sup> Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional

Por otro lado, se tiene un componente variable, en el que se incluye el margen que recibe el agente comercializador por el desarrollo de su actividad<sup>5</sup>, la remuneración de los riesgos que enfrenta la actividad y el costo del ciclo de efectivo.

Los dos componentes mencionados son incorporados en las fórmulas para el cálculo del costo de comercialización definidas en la Resolución CREG 119 de 2007<sup>6</sup>, en la cual se adicionan los costos de las garantías que se presentan ante el mercado mayorista de energía, las contribuciones a la Superintendencia de Servicios Domiciliarios y a esta Comisión, el costo del servicio del Centro Nacional de Despacho y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, y los costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local.

### Pregunta numeral 8

8. *Sírvase explicar y detallar en lo concerniente a la Cadena de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a las PÉRDIDAS RECONOCIDAS (PR) que se origina por el robo de la energía debido a las manipulaciones fraudulentas y el costo de los Programas para reducir pérdidas técnicas y no técnicas.*

a. *Indicar ¿cuáles son todos Costos que se incluyen en el Componente de PÉRDIDAS RECONOCIDAS para facturarse por un 7% a cada usuario?*

b. *Explique e Indique si el usuario del servicio público que hurta la energía o realiza manipulaciones fraudulentas, la empresa comercializadora inmediatamente lo puede localizar por medio del sistema moderno electrónico que utilizan para detectar dichas PÉRDIDAS y así mismo una vez localizado el SUSCRIPTOR le facturan individualmente con Multa. Explique, ¿por qué tienen que pagar todos los Usuarios un componente que lo paga individualmente el suscriptor?*

c. *Explique y Detalle ¿qué son pérdidas técnicas y no técnicas?, ¿cuál es el coesto de ste Programa si a cada usuario que hurta la energía o que realiza las Conexiones Fraudulentas, la empresa comercializadora lo individualiza, le impone multa y a su vez lo factura?*

### Respuesta:

Para llevar la energía desde los grandes centros de producción hasta los hogares se emplea una infraestructura de transmisión y distribución, estos conductores, transformadores y equipamiento de maniobra, dada su naturaleza física, sufre de un calentamiento térmico al paso de una corriente eléctrica. Este calentamiento se denomina, de manera general,

---

<sup>5</sup> Este valor es el mismo para todas las empresas que atienden usuarios regulados en el país y corresponde a 2.73 %

<sup>6</sup> Artículo 11 de la Resolución CREG 119 de 2007 *Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.*

**pérdidas de energía**, particularmente la regulación en el país la denomina **pérdidas técnicas**.

Por otro lado, las **pérdidas no técnicas** corresponden a la energía que se pierde por razones diferentes al transporte y transformación, como pueden darse por situaciones administrativas, como por ejemplo errores en facturación, o conexiones no autorizadas a las redes, o por la manipulación indebida del medidor.

Por otro lado, en la tarifa del servicio de energía eléctrica se trasladan los costos de las pérdidas de energía eficientes, estas se llaman **pérdidas reconocidas**. La regulación considera que las pérdidas no técnicas se presentan en el nivel de tensión 1<sup>7</sup>, por lo que las pérdidas reconocidas en las redes de distribución que operan en nivel de tensión 4, 3 y 2 corresponden a las pérdidas técnicas presentes en estas redes. En el caso del nivel de tensión 1, a las pérdidas técnicas se adicionan una fracción de pérdidas no técnicas, las cuales se consideran que nos son eficientes de reducir, por cuanto los costos de adelantar estas acciones superan los beneficios.

**Las pérdidas reales** corresponden las que efectivamente se presentan en las redes de distribución y que, en caso de que sean superiores a las reconocidas, corresponden a una pérdida económica para las empresas no trasladable a los usuarios del servicio y que motivan la ejecución de **planes de reducción de pérdidas no técnicas**. En la siguiente gráfica se ilustran los conceptos mencionados anteriormente para el caso del nivel de tensión 1:

Los planes de reducción de pérdidas de energía, como ya se señaló, son empleados por las empresas para llevar los niveles de pérdidas reales a valores cercanos a los reconocidos, o inclusive por debajo de estos, ya que la energía que se pierde por encima de la reconocida debe ser pagada al sistema eléctrico por las empresas, pero no puede ser trasladada a los usuarios, por lo que son costo económico que motiva y financia la ejecución de estos planes.

Finalmente, en cuanto al componente de pérdidas de energía en la formula tarifaria, el artículo 14 de la Resolución CREG 119 de 2007 modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 173 de 2011, señala: *Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario*

<sup>7</sup> Las redes de distribución en la regulación se clasifican en niveles de tensión o voltaje. La Resolución CREG 015 de 2018 define los niveles de tensión como sigue:

**Niveles de tensión:** *los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:*

**Nivel 4:** *sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.*

**Nivel 3:** *sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.*

**Nivel 2:** *sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.*

**Nivel 1:** *sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.*

*final, expresados en \$/kWh, se determinarán de conformidad con la siguiente expresión, que incluye: i) el costo de las pérdidas eficientes de energía; ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía, respectivamente.*

## Pregunta numeral 9

9. *Sírvase explicar y detallar en lo concerniente a la Cadena de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a las RESTRICCIONES (R) que se origina por situaciones de orden público y atentados contra la infraestructura que dañan la RED.*

a. *Indicar ¿cuáles son todos costos que se incluyen en el Componente de RESTRICCIONES para facturarse por un 3% a cada usuario?*

b. *Indicar ¿cuantos atentados a sufrido la infraestructura eléctrica en el País los últimos 5 años, detalle por departamento y municipio?*

c. *Explique ¿por qué se le cobra un componente de RESTRICCIONES (R) a cada usuario, si por lo general no se producen atentados mes a mes contra la infraestructura eléctrica en el País?*

## Respuesta:

Para dar respuesta, le informamos que el funcionamiento del mercado de energía mayorista fue definido en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 como “el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al Reglamento de Operación”. Es decir, es el mercado donde los generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN, venden la energía que generan, a los comercializadores, que requieren de dicha energía para atender a los usuarios conectados a dicho sistema. Así mismo, es en este mercado donde se transa la totalidad de la energía que se produce y que se consume por quienes se encuentran interconectados en el SIN, sin importar el tipo de tecnología que utilizan para la generación.

En el mercado se realizan varios tipos de transacciones, que les permiten a los generadores vender su energía y obtener de manera competitiva la remuneración de los diversos costos en que incurren, así como la rentabilidad de su inversión, tales como las transacciones en la bolsa de energía, los contratos de energía a largo plazo, obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad, **generación de seguridad**, etc.

En la bolsa de energía se forman precios de mercado en el corto plazo. Todos los días, los generadores, con plantas despachadas centralmente, están obligados a declarar a la bolsa la energía que tienen disponible, y ofertar el precio al cual están dispuestos a venderla, **sin considerar las limitaciones existentes en la red de transporte**, por cuanto un supuesto fundamental del mercado de energía mayorista es el normal funcionamiento del SIN.

La energía que es requerida para atender la totalidad de la demanda del SIN, es la energía total de los usuarios conectados a dicho sistema, que es atendida por toda la generación despachada a través de la bolsa de energía y de la generación de seguridad fuera de mérito.

Frente a esta última, la generación de seguridad fuera de mérito corresponde a los recursos de generación que deben ser despachados para atender la demanda de energía, así su oferta no sea competitiva, y supere la oferta marginal que define o establece el precio de bolsa. Esto en razón a que el despacho de generación en la bolsa se realiza bajo el supuesto fundamental de que en el mercado no hay limitaciones existentes en la red de transmisión de energía, situación que no ocurre en ningún sistema eléctrico. Como caso de ejemplo, cuando hay una alta disponibilidad de energía a precios bajos, predominantemente hidráulica, toda la demanda eléctrica del área Caribe no puede ser atendida por generación despachada en bolsa a los menores precios, dado que no se puede llevar desde los lugares en donde es más barato producirla en un momento dado, y, por tanto, gran parte de esa demanda será atendida por la generación de seguridad fuera de mérito que se encuentra ubicada físicamente en el área Caribe, y que corresponde principalmente a recursos térmicos de combustibles fósiles de carbón, gas natural y combustibles líquidos.

En ese sentido, la demanda de energía de los usuarios del SIN está siendo atendida por la generación en mérito que se despacha en la bolsa, y por la generación de seguridad fuera de mérito, donde esta generación de seguridad fuera de mérito, para efectos de liquidación de la energía vendida por parte de los generadores que la suministran, es asumida en una parte por los usuarios a través de un costo comúnmente conocido como las restricciones del SIN.

Restricciones que son asumidas o pagadas en el mercado de energía mayorista, MEM, por los comercializadores que atienden a los usuarios del SIN, donde dicho valor de las restricciones le corresponderá a cada comercializador en proporción de la demanda de todos sus usuarios, tanto regulados como no regulados. Y es así como cada comercializador, de acuerdo con la metodología del costo unitario de la prestación del servicio de la Resolución CREG 119 de 2007, trasladará a cada usuario regulado el conocido componente “R” de las restricciones del sistema correspondiente a su mercado regulado.

En cuanto a su pregunta del literal a, le aclaramos que el valor que deberá pagar cada usuario corresponde a un valor unitario en COP/kWh, definido según la metodología del costo unitario de la prestación del servicio calculado por el comercializador que suministró al usuario su demanda de electricidad (medida en kWh), costo que fluctúa mes a mes según las necesidades de la generación de seguridad fuera de mérito y, por tanto, no necesariamente van a corresponder de forma permanente a un 3% del total del costo unitario de la prestación del servicio.

Adicional a eso, regularmente en el costo liquidado de las restricciones, a priori se incluyen otros cargos y alivios como lo son: las reconciliaciones negativas; los valores a cargo o a favor que resultan de las rentas por congestión de las transacciones internacionales con Ecuador; esporádicamente las ejecuciones de garantías del cargo por confiabilidad, CxC, debido a incumplimiento en la entrada en operación de un proyecto con obligaciones de energía del CxC; entre otros.

Sobre los últimos alivios descritos, el principal o de gran peso, corresponde a la proporción de la reconciliación negativa de los generadores que deben aliviar el costo de restricciones, la cual se fundamenta en los casos en que un generador es despachado en la bolsa y no entrega realmente su generación por las limitaciones de la red (no atribuibles a su gestión), por lo cual, este generador debe devolver al mercado el valor de su generación en bolsa multiplicado por el precio de bolsa.

Frente a su pregunta del literal b, daremos traslado de la misma al operador del mercado XM S.A. E.S.P. quien conoce y posee dicha información debido a sus funciones de coordinación, operación y supervisión del SIN.

Para finalizar, le reiteramos que el cobro del componente de las restricciones “R” lo asumen los usuarios del SIN debido a que una parte de la demanda de electricidad de los usuarios debe ser atendida por la generación de seguridad fuera de mérito, la cual es liquidada y contabilizada en el componente de restricciones. Por tal razón, mes a mes habrá un costo que asumir por este componente. No obstante, la existencia esporádica de atentados a la infraestructura eléctrica en el país, si podría aumentar la generación de seguridad fuera de mérito que, a su vez aumentaría el costo del componente de restricciones del SIN.

### **Pregunta numeral 11**

*11. Sírvase Detallar y Explicar ¿cuáles son todos los impuestos, tasas o contribuciones que están incluidas en el Marco Tarifario?*

### **Respuesta:**

En la prestación del servicio de energía se incluye la contribución que deben pagar los usuarios ubicados en los estratos socioeconómicos 5 y 6, así como los usuarios comerciales por un valor del 20 %. Lo anterior en cumplimiento del artículo 89.1 de la ley 142 de 1994.

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta el artículo 190 de la Ley 1753 de 2015, el cual continua vigente, porque no fue derogado expresamente en el artículo 336 de la Ley 1955 de 2019, en donde se mantienen las siguientes contribuciones:

- El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER: dos pesos con diez centavos (\$2,10) por kilovatio hora transportado, recaudado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y pagados por los propietarios de los activos del Sistema de Transmisión Nacional, STN. Esta contribución es incorporada en los cargos por uso del STN.
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE: un peso con noventa centavos (\$1,90) por kilovatio hora transportado, recaudado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y pagado por los propietarios de los activos del Sistema de Transmisión Nacional, STN. Esta contribución es incorporada en los cargos por uso del STN.
- Fondo de Energía Social, FOES: al fondo ingresan los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las Rentas de Congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, como producto de las exportaciones de energía eléctrica, y recursos del Presupuesto General de la Nación cuando aquellos resulten insuficientes para financiar el 50% del subsidio cubierto por el FOES.

Adicionalmente, a partir del 1 de enero de 2016, al FOES también ingresan los recursos que recaude el ASIC correspondientes a no más de dos pesos con diez centavos (\$2,10) por kilovatio hora transportado, con el fin de financiar el 50% restante. Esta contribución es incorporada en los cargos por uso del STN.

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas Fazni: un peso con noventa centavos (\$1,90) por kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, recaudado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y son pagados por los agentes generadores de energía.

Del valor de la contribución se destinan cuarenta centavos (\$0,40) a financiar el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) de que trata el artículo 10 de la Ley 1715 de 2014.

## Pregunta

3. Respecto al oficio enviado el día 18 de enero se solicita adjuntar a la primera pregunta en el literal a del cuestionario lo siguiente:

a. Discriminar cuantas son públicas, mixtas y privadas, así como el porcentaje de esta actividad en cada una de ellas.

HR. Alejandro Carlos Chacón Camargo  
Comisión segunda de relaciones exteriores.  
10 / 10

## Respuesta:

Respecto a su consulta, reiteramos la respuesta dada mediante la comunicación con radicado CREG S-2021-000290, la cual señala:

*Respecto de esta pregunta, le comunicamos que la Comisión no cuenta con la información requerida. No obstante, como es de su conocimiento, para la prestación del servicio de energía eléctrica, en el país operan el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y las Zonas No Interconectadas, ZNI, conforme con la solución energética que se ha provisto para la prestación del servicio.*

*En cuanto a su solicitud del número de plantas de generación que operan en el Sistema Interconectado Nacional, su ubicación y tipo, procedemos a dar traslado a XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P., quien realiza la operación coordinada de los recursos en el SIN. Copia de la citada comunicación se adjunta a la presente respuesta*

*Respecto de las plantas de generación que operan en las ZNI daremos traslado al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE. Copia de la citada comunicación de traslado se adjunta a la presenta respuesta.*

*Acerca del detalle de cuales generadoras son públicas y cuales privadas, lo mismo que sobre las utilidades de las citadas plantas para los años 2015 a 2020, tarifas aplicadas a los usuarios finales, daremos traslado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, quien administra el Sistema Único de Información, SUI, sistema al cual los prestadores del servicio realizan su reporte. Copia de la comunicación de traslado se adjunta a la presente respuesta*

El presente concepto se emite en los términos y con el alcance previsto en el artículo 28 de la Ley 1755 de 2015, que sustituye el título II del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Cordialmente,



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN  
Director Ejecutivo