



Al contestar por favor cite estos datos:

Radicado No.: 20211000020941

Fecha: 05/02/2021

GD-F-007 V.13

Página 1 de 31

Bogotá, D.C.

Honorable Representante

ALEJANDRO CARLOS CHACÓN CAMARGO

Representante a la Cámara

Cámara de Representantes

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Email: alejandro.chacon@camara.gov.co

Carrera 7 Numero 8 – 68 Edificio Nuevo del Congreso

Atn. **Olga Lucía Grajales Grajales**

Secretaria General Comisión Segunda Constitucional Permanente Cámara

Email: comision.segunda@camara.gov.co

Bogotá, D.C.

Asunto: Respuesta a radicado SSPD No. 20215290130272 del 26 de enero de 2021 – “Asunto: Solicitud de información referente al debate de control político.” y Radicados SSPD No. 20215290130172 – Traslado por competencia desde la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, SSPD 20215290127592 - Traslado por competencia desde XM Compañía de Expertos en Mercados y SSPD 20215290134832 Traslado por competencia del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas Para Las Zonas No Interconectadas IPSE

Honorable Representante a la Cámara:

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios, recibió la comunicación con radicado SSPD No. 20215290130272, por medio del cual se remiten preguntas de la Proposición No. 25 del 25 de noviembre de 2020 para debate de control político por parte de la Comisión Segunda Constitucional Permanente de la Cámara de Representantes.

De igual manera esta entidad recibió la comunicación con radicado SSPD No. 20215290130172, mediante las cuales la CREG traslada a esta entidad una serie de preguntas de la proposición No. 025 del 25 de noviembre de 2020.

CUESTIONARIO A LA SUPERSERVICIOS

Este documento esta suscrito con firma mecánica autorizada mediante Resolución 20201000057315 de 09-12-2020 modificada parcialmente por la Resolución N° 20201000057965 del 14/12/2020.

Sede principal. Carrera 18 nro. 84-35, Bogotá D.C. Código postal: 110221

PBX (1) 691 3005. Fax (1) 691 3059 - sspd@superservicios.gov.co

Línea de atención (1) 691 3006 Bogotá. Línea gratuita nacional 01 8000 91 03 05

NIT: 800.250.984.6

www.superservicios.gov.co



A continuación, procedo a dar respuesta a los interrogantes dirigidos a esta entidad contenidos en el radicado SSPD No.20215290130272 en los siguientes términos:

1. Sírvase explicar y detallar que tipo de energía en porcentaje (%) se están utilizando actualmente en el País:

- a. *¿Qué porcentaje de energía hidráulica?*
- b. *¿Qué porcentaje de energía Térmica?*
- c. *¿Qué porcentaje de energía Fotovoltaica?*
- d. *¿Qué porcentaje de energía Eólica?"*

Con el fin de atender la pregunta se informa la participación de las fuentes de energía sobre las cuales de formula la consulta tanto en capacidad instalada como en generación de energía. Así, en primer término, los valores de la capacidad instalada actual en megavatios (MW), junto con su participación respecto el valor de capacidad instalada total actual en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, se presenta a continuación:

Tecnología	Capacidad (MW)	%
Hidraulica	11944,79	68,3
Termica	5442,94	31,12
Solar fotovoltaica	80,46	0,46
Eolica	18,42	0,11
Total	17486,61	100

Fuente: X.M. S.A. E.S.P.

Tal como se observa, en cuanto a capacidad instalada total en el SIN, el valor actual es de 17.486,61 MW, de los cuales a la generación hidráulica le corresponde un 68,3%, a la generación térmica un 31,12%, a la generación solar fotovoltaica un 0,46% y a la generación eólica un 0,11%.

Respecto de la generación de energía eléctrica durante el 2020, los valores en gigavatios-hora (GWh), se presentan a continuación:

Tecnología	Generación 2020 (GWh)	%
Hidraulica	49837,35	71,9
Termica	19285,8	27,82
Solar fotovoltaica	190,79	0,28
Eolica	10,12	0,01
Total	69323,28	100

Fuente: X.M. S.A. E.S.P.

Tal como se observa, en cuanto a generación de energía eléctrica en el SIN, durante el 2020, el valor total fue de 69323,28 GWh, de los cuales a la generación hidráulica le correspondió un 71,9%, a la generación térmica un 27,82%, a la generación solar fotovoltaica un 0,28% y a la generación eólica un 0,01%.

2. Sírvase detallar y explicar desde la entrada en vigencia de la Ley 142 y 143 de 1994:

- a. **¿Cuántas empresas de energía eléctrica ha privatizado el Gobierno**
- b. **¿Cuál era el valor de sus activos antes de la venta?**
- c. **¿Cuál fue el Valor en que se vendieron?**
- d. **¿A qué empresas fueron vendidas?**
- e. **Nombre las Empresas por Departamentos que el Gobierno quiere vender actualmente.**

En línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, mediante radicado SSPD No. 20212200014881 y 20212200014891 del 28/01/2020 se realizó traslado por competencia al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Hacienda y Crédito Público respectivamente, para que atiendan lo correspondiente a estas peticiones en el marco de su competencia.

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,

- a. **¿Por qué no se ha implementado la energía Fotovoltaica (Solar) en el País?**
- b. **¿Sería esta la solución al monopolio que existe en materia de Energía Hidráulica y Térmica?, Explicar y detallar la respuesta.**

En línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, mediante radicado SSPD No. 20212200014871 y 20212200014881 del 28/01/2020 se realizó traslado por competencia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas y al Ministerio de Minas y Energía, respectivamente, para que atiendan lo correspondiente a estas peticiones en el marco de su competencia.

4. Sírvase explicar y detallar desde la expedición de la Ley 1715 del 2014 que regula la integración de la energía renovable no convencionales al sistema energético nacional.

Desde la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, el gobierno ha expedido una serie de actos administrativos con el fin de facilitar la incursión de la generación con estas nuevas tecnologías a la matriz energética del país. En esta Dirección tenemos identificados los siguientes documentos:

- Actos administrativos en firme:

Decreto MME 2469 de 2014 – “Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.”

Res. CREG 024 de 2015 – “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (sin) y se dictan otras disposiciones”

Decreto MME 348 de 2017 – “Por el cual se adiciona el Decreto número 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.”

Res. CREG 030 de 2018 – “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional”

Res. CREG 038 de 2018 – “Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas”

Res. CREG 060 de 2019 - “Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.”

- Actos administrativos en consulta:

Res. CREG 123 de 18 (consulta) - Resolución modificación transitoria al Reglamento de Operación

Res. CREG 002 de 2021 (consulta) – “Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”.

Sin embargo, mediante radicado SSPD No. 20212200014881 del 28/01/2021 realizamos traslado al Ministerio de Minas y Energía para que en caso de ser necesario amplíe la información suministrada.

Ahora bien, de parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en el marco de nuestras competencias, desde la expedición de la mencionada Ley 1715 de 2014 y en ejercicio de vigilar su cumplimiento y que no se generen posibles barreras de acceso al mercado por los nuevos agentes impulsados por la mencionada Ley, informamos que se han realizado las siguientes acciones:

- Publicación del Manual para la Asignación de Puntos de Conexión para proyectos de generación con capacidad mayor a 5 MW.
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Oct/manualasignacionpuntosconexion_versionpublicacion.pdf
- Publicación del documento Guías de comportamiento – Acceso a redes de transporte de energía eléctrica Barreras de entrada derivadas del procedimiento para acceder a la red de transporte.
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2020/Ago/cartilla_guias_comportamiento_-_acceso_a_redes_12082020_1.pdf

- Supervisión especial a prestadores sobre los cuales se han recibido quejas en relación con requisitos y tiempos para atender las solicitudes de conexión de proyectos FNCER.
- Sanción a la Empresa Electrohuila S.A ESP. por valor de \$910.927.600 por imponer barreras para la conexión de proyectos de generación con FNCER.

5.Cuál es el objetivo del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, ¿de donde provienen los recursos del fondo?, ¿Quién lo financia? ¿Qué Programas de eficiencia energética se están desarrollando?, especifique ¿qué tipo de Energías?, ¿cuantos proyectos? Enumérelos.

En línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, mediante radicado SSPD No. 20212200014881 del 28/01/2020 se realizó traslado por competencia al Ministerio de Minas y Energía, para que atienda lo correspondiente a esta petición en el marco de su competencia.

6. Sírvase explicar y detallar en lo referente al cambio de medidores masivos que han desmontado las empresas comercializadoras del servicio público de energía:

a. Indicar que (sic) deben hacer los usuarios que le desmontaron el medidor sin el consentimiento violando el Artículo 144 de la Ley 142 de 1994 y así mismo violando el debido proceso de los usuarios del servicio público y por ende les incremento el valor del Marco Tarifario.

b. Explicar y Detallar porque no se han sancionado las empresas comercializadoras que han violado la Ley.

En primer término, vale la pena aclarar lo establecido en el marco regulatorio vigente, en cuanto a las condiciones que se deben cumplir tanto para el cambio, como para el retiro del medidor usado para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

En la Ley 142 de 1994, artículo 144, “De los medidores individuales”, y artículo 145: “Control sobre el funcionamiento de medidores”, se indica, respectivamente, lo siguiente:

“... No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor...”

“...Las condiciones uniformes del contrato permitirán tanto a la empresa como al suscriptor o usuario verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo; y obligarán a ambos a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren. Se permitirá a la empresa, inclusive, retirar temporalmente los instrumentos de medida para verificar su estado...”

De acuerdo con lo anterior, el usuario del servicio público de energía eléctrica debe reparar o reemplazar el medidor, si se establece que su funcionamiento no permite de manera adecuada medir los consumos, o si el desarrollo tecnológico pone a disposición, instrumentos más precisos, caso en el cual el prestador del servicio cuenta con el derecho de retirar los medidores, de manera temporal, para verificar su estado y de ser el caso, reemplazarlos por cuenta del usuario, si este no toma las acciones de reparación o reemplazo en los tiempos establecidos.

En tales procedimientos, la garantía del debido proceso, incluye la participación del usuario en dicho proceso, dejar constancia mediante acta debidamente diligenciada respecto del retiro del medidor y de ser necesario su reemplazo, constancia sobre la revisión y dictamen del medidor, a través de un laboratorio debidamente acreditado para tal fin por el Organismo Nacional de Acreditación, ONAC.

Tal como se observa, el propósito del cambio de medidores, cuando así se justifique, según la regulación descrita, es el de obtener mediciones más precisas, lo cual no debe implicar aumento en el valor de la tarifa del servicio público de energía eléctrica.

Ahora bien, respecto a las acciones por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se requiere en primera medida que el usuario agote el debido proceso de reclamación ante la empresa y en caso de no obtener respuesta satisfactoria, presentar recurso de reposición y apelación ante esta Entidad con el fin de que se pueda proceder en el marco de las competencias y funciones asignadas a esta Superintendencia, a partir de la expedición de la Ley 142 de 1994.

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?

Teniendo claro que el 13% corresponde a la participación promedio que tiene el componente de Comercialización en el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), nos permitimos indicar que su solicitud puntual en los literales **i)**, **ii)**, **iii)**, **iv)** y **v)** efectivamente se remuneran a través del componente de comercialización y específicamente a través del Costo Base de Comercialización. A continuación, explicamos cómo se remunera la actividad de comercialización y como fue la metodología definida por la CREG para establecer a cada uno de los comercializadores integrados al Operador de Red el Costo Base de Comercialización:

La actividad de comercialización de energía eléctrica se encuentra definida en el artículo 3 de la Resolución CREG 180 de 2014 como:

“Comercialización: actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994.”

La metodología vigente que permite la remuneración de dicha actividad cuando se atiende mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentra definida en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014, donde sus elementos fundamentales son el Costo Base de Comercialización y el Margen de Comercialización.

El Costo Base de Comercialización remunera el costo eficiente de la actividad que se causa por cada usuario atendido (dado en unidades de \$/factura) y, principalmente, corresponde a la gestión de compra de la energía, la lectura de los medidores, la impresión y entrega de facturas y los procesos de atención a los usuarios en el marco de la prestación en oficinas y demás (peticiones, quejas, reclamos). La metodología definida es la de precio máximo (Price Cap) e incluye un factor de productividad asociado a la actividad, por lo que, si una empresa desea cobrar por debajo del precio máximo permitido por la CREG, puede hacerlo siempre y cuando se encuentre debidamente justificado y no la ubique en una situación de riesgo.

Se aclara que la CREG excluyó de la metodología para el cálculo del Costo Base de Comercialización lo siguiente: Construcción de acometidas e instalaciones internas, suspensiones y reconexiones del servicio¹, calibración de medidores, comercialización de servicios complementarios diferentes a energía y la comercialización a usuario no regulados.

El Margen de Comercialización se divide en tres: (i) Margen Operacional de Comercialización, (ii) Riesgo de Cartera y (iii) Costos Financieros. El Margen Operacional de Comercialización, propone aplicar un margen de operación como metodología para determinar la rentabilidad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN. Para la definición del margen operacional de la comercialización de energía eléctrica, la CREG empleó como referencia una actividad económica con características similares y que enfrente riesgos comparables, de acuerdo con lo establecido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.² Como resultado del análisis realizado por la CREG, se definió un margen operacional (*mo*) que podía oscilar entre 0% y 2,73%.

Los riesgos de cartera a los que está expuesto un prestador incluidos en la metodología, fueron aquellos asociados a la no recuperación de cartera vencida a pesar de haber realizado todas las gestiones posibles para su recaudo. Se contemplaron: riesgo de cartera de usuarios tradicionales, riesgo de cartera para usuarios en áreas especiales, riesgo de cartera de usuarios subnormales y riesgo de cartera para usuarios nuevos como resultado de planes de expansión de cobertura.

En cuanto a los costos financieros que enfrentan las empresas comercializadoras de energía eléctrica, se consideraron: i) para algunos ciclos de facturación, las tarifas cobradas al usuario final son inferiores a los pagos que debe hacer un comercializador a los otros agentes de la cadena; y ii) los giros de los subsidios a las tarifas de los usuarios de menores recursos se producen con posterioridad a la fecha de vencimiento de las facturas de los usuarios. Para el ítem i) se definió un valor de 0,042% para todos los comercializadores de energía en el país y para el ítem ii), se definió reconocer un costo financiero asociado al tiempo que transcurre entre

¹ Estas actividades son reguladas a través de la Resolución CREG 225 de 1997.

² Documento CREG-100 de 2014. “En ese orden de ideas, se realizó un benchmarking con empresas cuya actividad principal corresponde a la comercialización, considerando tanto al por menor como al por mayor, con el propósito de contar con un mayor número de compañías cuyos ingresos fuesen similares a las empresas reguladas de energía eléctrica en el país y adicionalmente un esquema de plazos de pago similar a la comercialización de energía.”

la fecha de vencimiento de las facturas de los usuarios y la fecha prevista para el giro de los subsidios a los usuarios de menores ingresos por parte del Gobierno Nacional, y la metodología para determinar el porcentaje a incluir en el margen de comercialización debido a este costo financiero.

Ahora bien y como se mencionó anteriormente, la metodología se encuentra definida en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. La Resolución CREG 191 de 2014 a través del artículo 2, modificó el artículo 11 de la Resolución CREG 119 de 2007 donde definió la siguiente fórmula matemática:

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

←
→

Reconocimiento de garantías, contribuciones,
pagos al administrador del mercado

Costo Variable de Comercialización Costo Variable de Comercialización para la atención de usuarios regulados

Donde $Cv_{m,i,j}$ se define como el margen de comercialización para el comercializador minorista i , del mercado de comercialización j , correspondiente al mes m , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh). Puede observarse que el $Cv_{m,i,j}$ se divide en 3 subcomponentes y cada uno representa e incorpora toda la metodología definida anteriormente. A continuación, se muestra de manera general, que variables hacen parte del cálculo de cada subcomponente:

Costo Variable de Comercialización $C_{i,j,m}^*$

- CU parcial mes m-1
- Margen Operacional (entre 0% y 2,73%)
- Riesgo de Cartera (por tipo de usuario y particular para cada empresa)
- Costos Financieros (0,042% + % asociado al giro de subsidios)

$$C_{i,j,m}^* = G_{i,j,m-1} + T_{i,j,m-1} + D_{i,j,m-1} + PR_{i,j,m-1} + \dots \times mo + \dots + CFE_{i,j,m}$$

Garantías, Contribuciones, Pagos XM

- Contribución SSPD y CREG
- Servicios ASIC y CND
- Garantías Financieras MEM
- Ventas totales reguladas y no reguladas

$$\frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}}$$

Costo Variable Usuarios Regulados $CvR_{i,j,m}$

- Garantías Financieras STR y SDL
- Costo Base Comercialización (Costo eficiente por usuario atendido en \$/factura)
- Nro. Usuarios Regulados y demanda regulada

$$CvR_{i,j,m} = \frac{(1 - \beta) \times Cf_{m,j} \times UR_{i,j,m-2} + CGCU_{i,j,m-1} + PUI_{j,m}}{VR_{i,j,m-2}}$$

En conclusión, el 13% al que se hace referencia en el interrogante y que corresponde al peso del componente de Comercialización del CU que remunera costos financieros de los giros por concepto de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME), riesgos de cartera, consumos facturados, costos de las garantías en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), contribuciones a la SSPD y CREG y el costo base de comercialización.

b. Detalle cada Costo en porcentaje que se factura por cada empresa Comercializadora correspondiente al 13% en el Marco tarifario:

- i. Lectura de Medidores (%)**
- ii. Facturación (%)**
- iii. Reparto de Recibos (%)**
- iv. Atención al Cliente en Oficinas Comerciales (%)**
- v. Línea de Atención al Cliente (%)**

Teniendo en cuenta lo explicado en el literal a), donde se indicó las fórmulas y qué se remunera a través del componente de Comercialización, las actividades indicadas por usted en los numerales i) a v) del literal b) son remunerados de acuerdo con la metodología a través del **“Costo Base de Comercialización.”**

El *Costo Base de Comercialización* remunera las actividades que no dependen de la cantidad de energía consumida, sino del número de usuarios atendidos. Entre las actividades remuneradas con este cargo están: lectura de medidores, impresión y entrega de facturas, atención de usuarios, entre otras. Es importante aclarar que este cargo es un costo eficiente por prestar el servicio y es aprobado mediante resoluciones particulares expedidas por la CREG para cada mercado de comercialización.

De acuerdo a la metodología definida por la CREG, el cálculo del Costo Base de Comercialización se realizó comparando los costos en los que incurren las empresas comercializadoras para prestar el servicio. Se tuvieron en cuenta las características de cada mercado (número de usuarios y dispersión) que afectan significativamente el costo de prestación del servicio.

Por medio de la Circular CREG 007 de 2015, la CREG publicó los formatos que los comercializadores del servicio de energía eléctrica debían diligenciar para la solicitud de reconocimiento del costo base de comercialización. Los conceptos solicitados se dividen en 10 formatos los cuales se enlistan a continuación:

Formato 1. Cuentas del sistema de costeo ABC

Formato 2. Cuentas PUC

Formato 3. Otros costos y gastos

Formato 4. Costos y gastos de la gestión de pérdidas asignados a comercialización

Formato 5. Costos de personal y misceláneos en el sistema de costos ABC

5a. Costos de personal

5b. Costos misceláneos

Formato 6. Costos de materiales, edificios y equipos en el sistema de costos ABC

6a. Costos de materiales

6b. Costos de edificios

6c. Costos de equipos

Formato 7. Cantidad de red de nivel de tensión 2

Formato 8. Cantidad de usuarios y facturas

Formato 9. Usuarios desconectados

Formato 10. Costo de las contribuciones

El detalle de estos formatos los puede consultar en la misma circular de la CREG bajo el vínculo <http://zeus.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/bf2be94c1931133605257de1007b24a4>. En este sentido, consideramos que el nivel de detalle de la información solicitada por usted, se encuentra bajo el dominio de la CREG. Por lo anterior, informamos que hemos dado traslado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas a través del radicado SSPD No. 20212200014871 del 28/01/2021 para que atienda de fondo su solicitud.

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?

Es preciso mencionar que la componente de pérdidas PR del costo unitario de prestación del servicio de energía se encuentra definida en el artículo 14 de la resolución CREG 119 de 2007, modificado por la CREG 173 de 2011, la cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$PR_{m,n,j} = \left(\frac{G_{m,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{C_{PROG_{i,j}}}{V_{m,j}} \right)$$

De acuerdo a la resolución se le reconoce a los prestadores los siguientes costos: “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.”. Ahora bien, la información sobre el detalle de los costos en los que incurre cada operador de red en la reducción de las pérdidas de energía no reposa en esta entidad, por lo cual, se realizó traslado a través de radicado SSPD No. 20212200014871 del 28/01/2021 de esta pregunta a la CREG, entidad que cuenta con la información dado que los prestadores le reportaron los planes de reducción de pérdidas según el numeral 7.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018.

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?

Según lo definido en los artículos 146, 149 y 150 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 31 de la Resolución CREG 108 de 1997, las empresas de servicios públicos pueden cobrar consumos dejados de facturar a los usuarios ya sea por problemas con la medición justificados o por desviaciones significativas, en donde cabe aclarar que la corte constitucional ha señalado en distintas oportunidades que tal prerrogativa no abarca la facultad de imponer sanciones pecuniarias o multas. Lo anterior, quiere decir que el alcance del cobro de desviaciones significativas ya sea por manipulaciones fraudulentas o alguna otra razón, se limita a recuperar únicamente la energía consumida por el usuario y que no se facturó.

Ahora bien, en cuanto al valor cobrado por concepto de pérdidas de energía en el componente PR del costo unitario la cual es pagada por todos los usuarios, como se mencionó anteriormente corresponde a las pérdidas eficientes del sistema, y al costo del plan de reducción de pérdidas en donde se tienen en cuenta las inversiones y gastos en el sistema para poder reducir las pérdidas no técnicas, más no las pérdidas de energía ocasionadas por acciones fraudulentas generadas por algunos suscriptores individuales.

c. Explique y Detalle ¿qué son pérdidas técnicas y no técnicas?, ¿cuál es el costo de este 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?

Desde la electrotecnia se entiende que las pérdidas técnicas son pérdidas de energía que se generan por la naturaleza misma o condición del sistema eléctrico, y son generadas principalmente por:

- Calentamiento de los elementos energizados del sistema.
- Inducción de campos electromagnéticos.
- Distorsión armónica y fenómenos de calidad de la potencia.

Mientras que las pérdidas no técnicas son las generadas por otros factores distintos a la condición del sistema eléctrico, como pueden ser:

- Fraude por parte de los usuarios (manipulación del medidor, puentes para evitar la medida)
- Lecturas incorrectas de la medida
- Selección incorrecta de los transformadores de corriente y potencial de los medidores
- Calibración incorrecta de los medidores.

En el mismo sentido, el regulador considera la siguiente definición para las pérdidas técnicas y no técnicas, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007:

Pérdidas No Técnicas de Energía: Energía que se pierde en un Mercado de Comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte.

Pérdidas Técnicas de Energía: Energía que se pierde en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local durante el transporte y la transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte.

Ahora bien, en cuanto al costo del programa, entendemos que hace referencia al plan de reducción de pérdidas de energía reconocido a los operadores de red a través de la variable CPROG, el cual incluye los costos y gastos que el prestador va a incurrir para poder lograr reducir las pérdidas no técnicas en su mercado de comercialización a través de diferentes estrategias tanto de inversión como mantenimiento y gestión. En contraparte los procesos de recuperación de energía consumida dejada de facturar son cobrados por los comercializadores, por lo cual, no influyen en el valor reconocido a los operadores de red por el plan de reducción de pérdidas.

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?

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

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

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

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

Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones.

Dentro del componente de restricciones, aparte de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. Para el tercer trimestre este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas de los meses de junio, julio y agosto de 2020 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre de 2020.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 15,68% del total de las restricciones asignadas, con un valor en pesos estable.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 96,65% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. CREG 060 de 2019, lo anterior, debido a la modificación realizada por la comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995. Por un valor de 710 millones de pesos, lo que representa una participación de 3,34% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra un resumen de los diferentes conceptos que determinan el valor en pesos de las restricciones asignadas a los comercializadores y que son utilizadas para el cálculo del componente de Restricciones del Costo Unitario de Prestación del Servicio:

Concepto	
+ Total Restricciones (\$)	} RESTRICCIONES ASIGNADAS
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	
+ Res 178/ 2015: Opción a líquidos (\$)	
+ Res 089/ 2016: Apagar paga (\$)	
+ Res 062/ 2013: Planta de regasificación (\$)	
Total Restricciones asignadas	
- Rentas de congestión (\$)	} ALIVIO A RESTRICCIONES
- Alivio por subastas de reconfiguración (\$)	
- Alivio por CIOEF (\$)	
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/ 2015 en \$	
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/ 2019 (\$)	
- Alivio restricciones RES 05/ 2010 (\$)	
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	
Total alivios a las restricciones asignadas	
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	

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

En línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, mediante radicado SSPD No. 20212200014911 del 28/01/2021, se realizó traslado por competencia a XM S.A E.S.P. quien es el encargado de operar el Sistema Interconectado Nacional y de administrar el Mercado de Energía Mayorista en Colombia.

- 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?

De acuerdo con lo expuesto en el literal a), el componente de Restricciones no solo se remunera cuando hay atentados contra la infraestructura eléctrica del país, sino que siempre debe garantizarse que el sistema opere en condiciones de seguridad y confiabilidad, adicional a otros conceptos que se han ido sumando a través del tiempo y que ya fueron abordados en esta comunicación.

10. Sírvase explicar y detallar desde la entrada en vigencia de la Ley 142 y 143 de 1994, ¿cuántas resoluciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios han Sido creadas para ejercer las funciones Constitucionales y legales en lo correspondiente al Control, la Inspección y la Vigilancia?

- a. Indicar y Detallar el listado de las Resoluciones que han sido creadas hasta la Vigencia del año 2021.

En virtud de los mandatos constitucionales para la vigilancia y control eficiente de los servicios públicos domiciliarios, establecidos en los artículos 365 y 370, se expidió la Ley 142 de 1994 “[p]or la cual se establece el régimen de servicios públicos domiciliarios”, correspondiéndole a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las funciones de, entre otras, “(...) [v]igilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados; y sancionar sus violaciones, siempre y cuando esta función no sea competencia de otra autoridad”³.

Frente a la función de control, la Superservicios cuenta con una potestad sancionatoria que se surte mediante el procedimiento administrativo sancionatorio establecido en la Ley 1437 de 2011 (Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo), ante presuntos incumplimientos por parte de los prestadores de servicios públicos domiciliarios, al régimen normativo al que están sujetos.

Una vez se formula pliego de cargos, el prestador tiene la oportunidad de presentar sus descargos, a partir de lo cual inicia una etapa probatoria y finalizada la misma, se corre traslado de toda la actuación a la empresa investigada para que presente sus alegatos finales.

Concretamente, respecto a los servicios de energía eléctrica y gas combustible, la Superintendencia Delegada de Energía y Gas Combustible analiza si existe o no mérito para sancionar al prestador de servicios públicos domiciliarios, y en caso de encontrar mérito, impone las sanciones a las que se refiere el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, mediante acto administrativo motivado.

En línea con lo anterior, en el archivo Excel adjunto llamado **Sanciones Energía y Gas 2017 a 2020** se informan los actos administrativos sancionatorios impuestos por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en los últimos 4 años. En todo caso, en el siguiente link podrá encontrar las resoluciones sancionatorias expedidas por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible <https://www.superservicios.gov.co/publicaciones/boletines> desde 2017 hasta 2020.

Así mismo, frente a las demás acciones de inspección y vigilancia y la expedición de los actos administrativos de carácter general que ha expedido esta Superintendencia, en la página web de la entidad, en el link <https://www.superservicios.gov.co/normativa>, a través del ítem normativa, se puede observar un total de 581 resoluciones expedidas por esta entidad a partir del año 1995 al 2020. Dicha información se encuentra discriminada por año y puede ser consultada en el link antes señalado.

b. ¿Cuál ha sido el propósito de estas Resoluciones?

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 79 de la Ley 142 de 1994, corresponde a esta entidad ejercer acciones de inspección, vigilancia y control de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, en dicho sentido las resoluciones expedidas por esta entidad se relacionan con el ejercicio de las funciones antes aludidas.

En cuanto al propósito de la facultad sancionatoria que ostenta la Superservicios, es particularmente importante, pues se encamina a lograr el correcto ejercicio de los fines

³ Numeral 1 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 13 de la Ley 689 de 2001.

esenciales del Estado, el disfrute efectivo y la protección de derechos fundamentales, lo cual se materializa, por ejemplo, a través de la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Así, la Superservicios, en materia sancionatoria, pretende proteger la prestación continua y de calidad de los servicios públicos que vigila, y con ello garantizar la protección de los usuarios.

Lo anterior, por cuanto las sanciones impuestas cuentan con un poder disuasorio que confluye con la función correctiva de los comportamientos sancionados, lo cual ocurre en todas las esferas del derecho sancionatorio.

c. (sic) En que (sic) se han beneficiado los usuarios del servicio público de energía?

A través de las resoluciones expedidas por esta entidad se busca ejercer plenamente las funciones de inspección, vigilancia y control sobre el adecuado cumplimiento del marco normativo de servicios públicos por parte de los prestadores y el respeto a los derechos de los usuarios.

En cuanto a la facultad sancionatoria, los usuarios se benefician de tal forma que, una vez la autoridad administrativa ejerce su facultad sancionatoria contra determinada empresa prestadora de un servicio público domiciliario, esta procurará poner fin a sus incumplimientos a través del acatamiento de la normativa exigible en la materia.

d. Indicar y Detallar los Nombres de los Superintendentes que las han firmado hasta la Vigencia del año 2021.

En el caso de los actos administrativos de carácter general listados en la página de la entidad, a continuación, se señala los Superintendentes que han firmado dichos actos:

- Natasha Avendaño García
- María Paula Jaramillo Restrepo
- José Miguel Mendoza
- Patricia Duque Cruz
- César González Muñoz
- Ángela Patricia Rojas Combariza
- Evamaría Uribe Tobón
- Mónica Hilarón Madariaga Superintendente (A)
- Diego Humberto Caicedo Ortiz
- Guido Mahecha Vega.
- Enrique Ramírez Yáñez.
- Jose Ricardo Tafur González

- Juan Carlos Vives Menotti

En cuanto a los actos administrativos sancionatorios, para los últimos cuatro (4) años, los Superintendentes Delegados para Energía y Gas Combustible que han proferido decisiones sancionatorias son:

- José Fernando Plata Puyana
- Rafael Hernando Tabares Holguín
- Carlos Mauricio Cerón Mendoza
- Diego Alejandro Ossa Urrea

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

En el régimen tarifario definido para Colombia por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se evidencia que, el artículo 85 de la Ley 142 de 1994 estableció que con el fin de recuperar los costos del servicio de regulación que preste cada comisión, y los de control y vigilancia que preste el Superintendente, los prestadores de servicios públicos deberán realizar el pago de una “Contribución Especial” con base en unos criterios definidos por la misma Ley de servicios públicos. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, para el Costo Unitario de Prestación del Servicio definido a través de la Resolución CREG 119 de 2007 y modificado por la Resolución CREG 191 de 2014, estableció que los comercializadores de energía eléctrica deben trasladar a sus usuarios vía componente de Comercialización, las contribuciones pagadas a las entidades de regulación, vigilancia y control entendidas como la Superservicios y la CREG. Este tema ya fue abordado en la respuesta 7 del mismo escrito.

Por otra parte, desde el artículo 89.1 de la Ley 142 de 1994, se hace referencia a la contribución de solidaridad y que hace parte integral de la tarifa para los usuarios ubicados en estratos 5 y 6 y sectores industrial y comercial, lo que significa que para el cálculo de la tarifa de los usuarios correspondientes a los estratos y sectores indicados anteriormente, debe aplicársele al Costo Unitario de Prestación del Servicio calculado una contribución del 20% adicional con el objeto de aportar en la aplicación de los Criterios de Solidaridad y Redistribución de Ingresos.

“Artículo 89.1. Se presume que el factor aludido nunca podrá ser superior al equivalente del 20% del valor del servicio y no podrán incluirse factores adicionales por concepto de ventas o consumo del usuario. Cuando comiencen a aplicarse las fórmulas tarifarias de que trata esta Ley, las comisiones solo permitirán que el factor o factores que se han venido cobrando, se incluyan en las facturas de usuarios de inmuebles residenciales de los estratos 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales.

Para todos estos, el factor o factores se determinará (sic) en la forma atrás dispuesta, se discriminará en las facturas, y los recaudos que con base en ellos se hagan, recibirán el destino señalado en el artículo 89.2 de esta Ley.”

Finalmente, mediante comunicación con radicado SSPD No. 20212200014871 del 28/01/2021 trasladamos su pregunta a la CREG teniendo en cuenta que fue la entidad, que expidió regulación concerniente al régimen tarifario.

12. ¿Qué contribuciones nuevas desde el año 2015 hasta la fecha se han incorporado en el Marco Tarifario?

A través del artículo 313 de la Ley 1955 de 2019 se creó la sobretasa de 4 \$/kWh con destino a fortalecimiento del Fondo Empresarial de la Superservicios. Es preciso señalar que esta disposición no tuvo afectación alguna sobre el marco tarifario vigente puesto que se aplicaba directamente en la factura de los usuarios con base en el consumo individual de energía. Este artículo fue declarado inexecutable a través de la Sentencia C-504 de 2020 de la Corte Constitucional.

Finalmente, mediante comunicación con radicado SSPD No. 20212200014871 del 28/01/2021 trasladamos su pregunta a la CREG puesto que es la entidad encargada de definir y establecer las metodología, fórmulas y variables que intervienen en el régimen tarifario.

a. indique todas las Contribuciones que se han creado y detalle en que componentes se está facturando o se va a facturar.

- Contribución especial definida en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994 que se remunera a través de la variable CER del componente de Comercialización definido en la Resolución CREG 191 de 2014.
- Contribución de solidaridad definida en el numeral 89.1 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994 y que consisten en aplican un incremento del 20% del costo unitario de prestación del servicio para obtener la tarifa de energía eléctrica para los usuarios de estratos 5, 6 y sectores industriales y comerciales.

CUESTIONARIO TRASLADADO POR LA CREG

A continuación, procedemos a dar respuesta a los interrogantes contenidos en el radicado SSPD No. 20215290130172, mediante el cual la CREG trasladó a esta SSPD los interrogantes No. 1, 2 a, 4 c, 4 d y 4 e, 5, 7 y 8 d que hacen parte de la Proposición No. 25 dirigidos a dicha entidad⁴:

1. Cuantas empresas de generación de energía eléctrica existen en el país:

Según la información reportada al SUI, se tienen registradas 80 empresas que desarrollan la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), ya sea de manera individual, o en desarrollo en conjunto con otras actividades de la cadena de prestación del servicio. El listado de empresas generadoras con su clasificación se presenta en el Excel “**empresas energía.xls**” adjunto a la presente comunicación.

a. Discriminar cuantas son públicas, mixtas y privadas.

⁴ Radicado CREG E-2021-000652

Según la información reportada al SUI, en el archivo Excel “**empresas energía.xls**” se presenta el listado de empresas según la clasificación solicitada.

b. ¿Cuáles son las utilidades de esas plantas para los años 2015 al 2020?

En aras de dar respuesta al numeral, se remite adjunto la información en archivo Excel “**Utilidades empresas energía.xls**”, con la información financiera solicitada, en cuanto a utilidades de los últimos 5 años de las empresas prestadoras del servicio de Energía Eléctrica, en la que se incluye la actividad de transmisión, distribución, comercialización y generación, con base en la última información financiera reportada mediante Taxonomías XBRL Anual. Vale la pena aclarar que este listado contiene información tanto de empresas que prestan el servicio en el SIN como en las Zonas No Interconectadas ZNI.

c. ¿Cuál es el valor de todos los impuestos que pagan las plantas de generación por la energía producida mediante la utilización de diferentes fuentes primarias tales como: Hidráulica, térmica y solar?

Entendiendo que la información solicitada por usted corresponde al detalle de cuáles impuestos y valor que se paga por cada uno de ellos por parte de las plantas de generación, y que la Superservicios no cuenta con esta información desagregada ya que no hace parte de fórmula tarifaria, nos permitimos informar que hemos dado traslado a cada una de las empresas para que atiendan de fondo su solicitud. El listado de empresas a las que se remitió esta solicitud la encuentra en el anexo “**Masiva Traslado Generadores**”.

2. Sírvase indicar, además del ingreso anual aprobado por la CREG a la Compañía XM Expertos, ¿qué costos adicionales se les transfiere a los usuarios vía factura?

a. Detallar el valor de la factura mes a mes.

Entendiendo que se hace referencia a los costos del Centro Nacional de Despacho (CND) y del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) facturados por XM S.A. E.S.P. a los comercializadores de energía eléctrica y, que a su vez es trasladado a los usuarios vía tarifa a través del componente de Comercialización (Variable CCD), nos permitimos remitir los valores facturados mes a mes por XM a cada uno de los agentes comercializadores quienes distribuyen este costo entre sus usuarios de acuerdo con la metodología establecida por la CREG. Ver archivo Excel con nombre **COSTOS CND Y ASIC.xls**.

4. c. Sírvase establecer cuantos usuarios no-regulados existen en el país y discriminarlo por departamento y municipios.

Conforme la información reportada al SUI, en el archivo Excel denominado “**usuarios no regulados.xls**” en la hoja “**4c UNR**” encontrará la información de la cantidad de usuarios no regulados (UNR) promedio reportada al SUI para el año 2020.

d. Establecer el nombre de cada una de las empresas o usuarios no regulados.

En línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, mediante radicado SSPD No. 20212200014911 del 28/01/2021 se realizó traslado por competencia al XM S.A E.S.P, para que atienda lo correspondiente a esta petición en el marco de su competencia.

De igual manera, se trasladó la petición contenida en literal d del numeral 4 a las empresas comercializadoras del servicio de energía eléctrica, tal como se observa en el anexo *Masiva traslado comercializadores*.

- e. Sírvase establecer ¿cuál es costo del kWh facturado por las diferentes comercializadoras a los usuarios no regulados? desde enero a diciembre de 2020 (mes a mes).**

De acuerdo con el artículo 18 de la Ley 1712 de 2014:

“ARTÍCULO 18. INFORMACIÓN EXCEPTUADA POR DAÑO DE DERECHOS A PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS. <Artículo corregido por el artículo 2 del Decreto 1494 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Es toda aquella información pública clasificada, cuyo acceso podrá ser rechazado o denegado de manera motivada y por escrito, siempre que el acceso pudiere causar un daño a los siguientes derechos:

a) <Literal corregido por el artículo 1 del Decreto 2199 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El derecho de toda persona a la intimidad, bajo las limitaciones propias que impone la condición de servidor público, en concordancia con lo estipulado por el artículo 24 de la Ley 1437 de 2011.

b) El derecho de toda persona a la vida, la salud o la seguridad.

c) Los secretos comerciales, industriales y profesionales.”

Y el artículo 61 del Código de Comercio:

“ARTÍCULO 61. <EXCEPCIONES AL DERECHO DE RESERVA>. Los libros y papeles del comerciante no podrán examinarse por personas distintas de sus propietarios o personas autorizadas para ello, sino para los fines indicados en la Constitución Nacional y mediante orden de autoridad competente.

Lo dispuesto en este artículo no restringirá el derecho de inspección que confiere la ley a los asociados sobre libros y papeles de las compañías comerciales, ni el que corresponda a quienes cumplan funciones de vigilancia o auditoría en las mismas.”

Nos permitimos indicar que teniendo en cuenta las normas anteriores, remitimos una tarifa promedio para los usuarios no regulados por nivel de tensión y mercado mensual durante el año 2020. Así mismo, se indicará el nombre de los comercializadores que atienden usuarios No Regulados en el país. Ver archivo Excel llamado “**usuarios no regulados.xls**”⁵ en la hoja “**4e Tarifas UNR**” encontrará un promedio de las tarifas para el 2020 reportadas al SUI.

Así mismo, resaltamos que la tarifa de energía eléctrica para un usuario no regulado no tiene una metodología definida, cada usuario no regulado en el país puede negociar libremente con

⁵ Es de aclarar, que la información reportada corresponde únicamente a la extraída del aplicativo O3 de la Superservicios, el cual contiene únicamente la información que cargan los comercializadores de acuerdo a la Resolución SSPD 8055 de 2010 que corresponde a usuarios en mercados donde no se han aprobado cargos de distribución de acuerdo a la Resolución CREG 015. Lo anterior debido a que, por problemas internos, no fue posible realizar la consulta directa al SUI.

el comercializador dos de los seis componentes (G y C) que conforman el costo de prestación del servicio. Lo anterior indica que existe la posibilidad que todos los usuarios no regulados del país tengan una tarifa diferente.

Finalmente, informamos que la Superservicios tiene a disposición de todos los grupos de interés de forma trimestral el Boletín Tarifario de Energía Eléctrica donde podrá encontrar un análisis del Costo Unitario de Prestación del Servicio para los usuarios regulación y una aproximación promedio de las tarifas de energía para usuarios no regulados. El documento puede ser consultado en el siguiente link: <https://www.superservicios.gov.co/publicaciones/boletines>.

5. De acuerdo a la información suministrada referente al costo por usuario mes de la sobretasa de Electricaribe, donde se adjunta una tabla de costos promedio, llama la atención el valor reportado para los usuarios comercial y no regulados.

- a. **Sírvase explicar detalladamente ¿por qué el valor de la sobretasa de promedio mensual para estrato comercial es de \$4.879?**
- b. **Sírvase explicar detalladamente ¿Por qué el valor de la sobretasa de promedio mensual para los no regulados es de \$696.616?**

ESTRATO	SOBRETASA PROMEDIO MENSUAL (\$)
COMERCIAL	4.879
ESTRATO 4	789
ESTRATO 5	951
ESTRATO 6	1.416
INDUSTRIAL	38.576
NO REGULADOS	696.616

Es preciso señalar que esta entidad dio respuesta a este interrogante mediante comunicación con radicado SSPD No. 20211000012371 del 25/01/2021, se remite copia para su conocimiento y fines pertinentes.

7. Sírvase indicar la fecha de nombramiento del Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible y los Directores Territoriales.

Para el empleo de Superintendente Delegado de Energía y Gas Combustible, Código 0110 Grado 23, se han realizado los siguientes nombramientos a partir del 2018:

Carlos Mauricio Cerón Mendoza, quien ingresó con nombramiento ordinario el 17 de diciembre de 2018, según acta de posesión No. 00000060.

Diego Alejandro Ossa Urrea, se encargó del empleo, sin perjuicio de las funciones propias de su empleo titular, a partir del 30 de agosto de 2019.

Diego Alejandro Ossa Urrea, quien ingresó con nombramiento ordinario el 7 de enero de 2020, según acta de posesión No. 00000001.

Para los empleos de Director Territorial, Código 0042 Grado 17, es importante precisar que antes de la expedición del Decreto 1369 de 2020, la superintendencia disponía de 5 direcciones territoriales de conformidad con el artículo 19 del Decreto 990 de 2002. Los directores territoriales que han ocupado esos cargos desde 2018 a la fecha son:

Para el empleo de Director Territorial, Código 0042, Grado 17, en la Dirección Territorial Centro, se han realizado los siguientes nombramientos desde la vigencia 2018:

Walter Romero Álvarez, quien ingresó con nombramiento ordinario el 26 de enero de 2018, según acta de posesión No. 00000011.

Para el empleo de Director Territorial, Código 0042, Grado 17, en la Dirección Territorial Norte, se han realizado los siguientes nombramientos desde la vigencia 2018:

Keidy Milena Díaz Plaza, quien ingresó con nombramiento ordinario el 17 de diciembre de 2018, según acta de posesión No. 00000062.

Para el empleo de Director Territorial, Código 0042, Grado 17, en la Dirección Territorial Occidente, se han realizado los siguientes nombramientos desde la vigencia 2018:

María Esther Sierra Marín, quien se encargó del empleo, sin perjuicio de las funciones de su empleo titular, a partir del 17 de septiembre de 2018.

Efigenia Suescún Vega, quien ingresó con nombramiento ordinario el 4 de junio de 2019, según acta de posesión No. 00000031.

Para el empleo de Director Territorial, Código 0042, Grado 17, en la Dirección Territorial Oriente, no se han realizado nombramientos desde la vigencia 2018:

Herman Rodríguez Guerrero, quien ingresó con nombramiento ordinario el 12 de febrero de 2016, según acta de posesión 00000030.

Para el empleo de Director Territorial, Código 0042, Grado 17, en la Dirección Territorial Suroccidente, no se han realizado nombramientos desde la vigencia 2018:

David Alonso Andrade Córdoba, quien ingresó con nombramiento ordinario el 11 de abril de 2016, según acta de posesión 00000037.

8. ¿Cuál es el valor total del presupuesto asignado para las vigencias 2019, 2020 y 2021?

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para la vigencia 2019, tuvo una apropiación definitiva de \$141.477 millones conforme a lo establecido en los Decretos No. 2467 de 2018⁶ y 2412 de 2019⁷. De este presupuesto, correspondieron \$118.935 millones a Gastos de Funcionamiento (84%) y \$22.542 millones a Inversión (16%).

Tabla No.1 Ejecución presupuestal de la vigencia 2019

Concepto	Apropiación Inicial	Apropiación Definitiva	Compromisos	%	Obligaciones	%	Pagos	%
Funcionamiento	\$ 118.935	\$ 118.935	\$ 113.770	96%	\$ 112.602	95%	\$ 110.729	93%
Inversión	\$ 24.380	\$ 2.542	\$ 20.882	93%	\$ 19.606	87%	\$ 18.290	81%
Total	\$ 143.315	\$ 41.477	\$ 134.652	95%	\$ 132.208	93%	\$ 129.019	91%

Fuente: SIIF Nación. Cifras en millones de pesos

⁶ Por el cual se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2019, se detallan las apropiaciones y se clasifican y definen los gastos.

⁷ Por el cual se reducen unas apropiaciones en el Presupuesto General de la Nación de la vigencia fiscal de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Con respecto a la vigencia 2020, la Superintendencia tuvo la apropiación definitiva fue por valor de \$343.528 millones, conforme a lo establecido en los Decretos No.2411 de 2019⁸ y 1807 de 2020⁹. De este presupuesto, corresponden \$320.837 millones a gastos de funcionamiento (93%), que incluyen \$218.744 millones por concepto de Contribución Adicional a favor del Fondo Empresarial, y \$22.691 millones a inversión (7%).

Tabla No.2 Ejecución presupuestal de la vigencia 2020

Concepto	Apropiación Inicial	Apropiación Definitiva	Compromisos	%	Obligaciones	%	Pagos	%
Funcionamiento	\$ 120.124	\$ 102.093	\$ 101.085	99%	\$ 101.085	99%	\$ 99.535	97%
Transferencias corrientes / Contribución Adicional a favor del Fondo Empresarial	\$ 473.916	\$ 218.744	\$ 183.524	84%	\$ 183.524	84%	\$ 171.822	79%
Total funcionamiento	\$ 594.040	\$ 320.837	\$ 284.610	89%	\$ 284.610	89%	\$ 271.357	85%
Inversión	\$ 26.208	\$ 22.691	\$ 22.167	98%	\$ 21.664	95%	\$ 20.879	92%
Total	\$ 620.248	\$ 343.528	\$ 306.776	89%	\$ 306.273	89%	\$ 292.236	85%

Fuente: SIIIF Nación. Cifras en millones de pesos

Es importante señalar, que conforme a lo dispuesto por el artículo 314 de la Ley 1955 de 2019¹⁰, la entidad incluyó en su presupuesto, aquellos ingresos que se recibieron por concepto de la Contribución Adicional que, de acuerdo a lo dispuesto en la citada norma, es una contribución que se cobra a favor del Fondo Empresarial, cuya misión principal es financiar a las empresas en toma de posesión, para: 1) pagos para la satisfacción de los derechos de los trabajadores que se acojan a los planes de retiro voluntario y en general las obligaciones laborales y, 2) apoyo para salvaguardar la prestación del servicio. En consecuencia, se incluyeron estos recursos en el presupuesto de la entidad con destino al Fondo Empresarial.

Sin embargo, la afectación del recaudo de la Contribución Adicional por la emergencia sanitaria causada por el Covid-19, hecho que afectó las finanzas de las empresas prestadoras de servicios públicos y obligó al Gobierno Nacional a tramitar un decreto para aliviar la carga del cobro a las empresas prestadoras de servicios públicos, difiriendo el pago en seis (6) cuotas. En este sentido, la Superintendencia definió reducir el recaudo entre tanto se sancionaba el decreto presidencial, cerrándose la vigencia a la espera del mencionado acto administrativo.

Ahora bien, de acuerdo con el Decreto No.1805 de 2020¹¹, el presupuesto asignado a la Superintendencia para la vigencia 2021 asciende a \$858.727 millones, distribuidos así:

Tabla No.3 Presupuesto asignado vigencia 2021

Concepto	Apropiación Inicial
Gastos de funcionamiento	\$ 122.045

⁸ Por el cual se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2020, se detallan las apropiaciones y se clasifican y definen los gastos.

⁹ Por el cual se reducen unas apropiaciones en el Presupuesto General de la Nación de la vigencia fiscal de 2020 y se dictan otras disposiciones.

¹⁰ Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.

¹¹ Por el cual se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2021, se detallan las apropiaciones y se clasifican y definen los gastos.

Transferencias corrientes - Contribución Adicional a favor del Fondo Empresarial	\$ 580.147
FONECA	\$ 133.000
Total funcionamiento	\$ 835.193
Inversión	\$ 23.534
Total	\$ 858.727

Fuente: SIIIF Nación. Cifras en millones de pesos

Adicional a la contribución que trata el artículo 314 de la Ley 1955 de 2019, el presupuesto para la vigencia 2021 incluye una asignación de Recursos Nación por valor de \$133.000 millones que serán trasladados al Fondo Nacional del Pasivo Pensional y Prestacional de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. –FONECA, para atender las pensiones ciertas o contingentes y las obligaciones convencionales de jubilación y/o legal de vejez a cargo de ELECTRICARIBE, conforme a lo dispuesto en el Decreto 042 del 16 de enero de 2020, “*Por el cual se adiciona el capítulo 8 al Título 9 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1082 de 2015 en relación con las condiciones de asunción por la Nación del pasivo pensional y prestacional, así como del pasivo asociado al Fondo Empresarial, a cargo de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.*”.

CUESTIONARIO TRASLADADO POR LA CREG

A continuación, procedemos a dar respuesta a los interrogantes contenidos en el radicado SSPD No. 20215290130172, mediante el cual la CREG trasladó a esta SSPD los interrogantes que hacen parte de la Proposición No. 25 dirigidos a dicha entidad¹²:

1. Cuantas empresas de transmisión de energía eléctrica existen en el país:

Según la información reportada al SUI, se tienen registradas 14 empresas que desarrollan la actividad de transmisión ya sea de manera individual, o en desarrollo en conjunto con otras actividades de la cadena de prestación del servicio del SIN. El listado de empresas transmisoras con su clasificación se presenta en el Excel “**empresas energía.xls**” adjunto a la presente comunicación.

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

Según la información reportada al SUI, en el archivo Excel “**empresas energía.xls**” se presenta el listado de empresas según la clasificación solicitada.

Frente a la pregunta de porcentaje de su actividad de transmisión en cada empresa, en línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, se realizó traslado por competencia a las empresas que desarrollan la actividad de transmisión, para que atiendan lo correspondiente a esta petición en el marco de su competencia, el listado de los requerimientos realizados se encuentra en el anexo “*Masiva traslado transmisores*”.

β. ¿Cuantas empresas de transmisión regional existen en el país y clasificarlas en públicas, mixtas y privadas así como el porcentaje de esta actividad en cada una de ellas.?

¹² Radicado CREG E-2021-001016

Para atender esta pregunta es preciso aclarar que se define como la actividad de transmisión regional, considerando que dicha actividad fue definida por la CREG como:

“Transmisor Regional, TR: persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR.”
(Resolución CREG 024 de 2013)

Así mismo el STR se define como:

“Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.”
(Resolución CREG 015 de 2018)

Es decir que estas actividades, hacen parte de la actividad de distribución, por lo cual en el SUI entendemos que se registran bajo dicha actividad y este listado se indicará en la respuesta 2 siguiente.

χ. ¿Cuáles son las utilidades de esas plantas para los años 2015 al 2020?

En aras de dar respuesta al numeral, se remite adjunto la información en archivo Excel ***“Utilidades empresas energía.xls”***, con la información financiera solicitada, en cuanto a utilidades de los últimos 5 años de las empresas prestadoras del servicio de Energía Eléctrica, en la que se incluye la actividad de transmisión, distribución, comercialización y generación, con base en la última información financiera reportada mediante Taxonomías XBRL Anual. Vale la pena aclarar que este listado contiene información tanto de empresas que prestan el servicio en el SIN como en las Zonas No Interconectadas ZNI.

δ. ¿Cuál es el valor de todos los impuestos que pagan las empresas de transmisión por la energía transportada a los diferentes comercializadores?

Entendiendo que la información solicitada por usted corresponde al detalle de cuales impuestos y valor que se paga por cada uno de ellos por parte de los Transmisores Nacionales, y que la Superservicios no cuenta con esta información desagregada ya que no hace parte de fórmula tarifaria, nos permitimos informar que hemos dado traslado a cada una de las empresas para que atiendan de fondo su solicitud. El listado de los requerimientos realizados se encuentra en el anexo ***“Masiva traslado transmisores”***.

2. Cuantas empresas de distribución de energía eléctrica existen en el país:

Según la información reportada al SUI, se tienen registradas 34 empresas que desarrollan la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ya sea de manera individual, o en desarrollo en conjunto con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.

Es de aclarar del listado del archivo remitido, las empresas CEN ENERGY S.A.S E.S.P, CONELCA S.A.S. E.S.P. y EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SAS ESP desarrollan únicamente la actividad de transmisores regionales, acorde con la regulación prevista en la Resolución CREG 024 de 2013.

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

Según la información reportada al SUI, en el archivo Excel "**empresas energía.xls**" se presenta el listado de empresas según la clasificación solicitada.

Frente a la pregunta de porcentaje de su actividad de transmisión en cada empresa, en línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, se realizó traslado por competencia a las empresas que desarrollan la actividad de distribución, para que atiendan lo correspondiente a esta petición en el marco de su competencia, el listado de los requerimientos realizados se encuentra en el anexo "*Masiva traslado distribuidores*".

b. ¿Cuántas empresas de distribución local existen en el país y clasificarlas en públicas, mixtas y privadas, así como el porcentaje de esta actividad en cada una de ellas?

Para atender esta pregunta es preciso aclarar que se define como la distribución local, considerando lo definido por la CREG como:

"Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización."
(Resolución CREG 015 de 2018)

Así mismo el agente que desarrolla esta actividad se define como:

"Operador de red de STR y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio."
(Resolución CREG 015 de 2018)

Es decir que la distribución local es parte de las actividades del distribuidor, por tanto el listado se indica en la respuesta 2 anterior.

c. ¿Cuáles son las utilidades de esas plantas para los años 2015 al 2020?

En aras de dar respuesta al numeral, se remite adjunto la información en archivo Excel "**Utilidades empresas energía.xls**", con la información financiera solicitada, en cuanto a

utilidades de los últimos 5 años de las empresas prestadoras del servicio de Energía Eléctrica, en la que se incluye la actividad de transmisión, distribución, comercialización y generación, con base en la última información financiera reportada mediante Taxonomías XBRL Anual. Vale la pena indicar que el archivo contiene la información tanto de empresas del SIN como de ZNI.

d. ¿Cuál es el valor de todos los impuestos que pagan las empresas que distribuyen la energía a los diferentes comercializadores?

Entendiendo que la información solicitada por usted corresponde al detalle de cuales impuestos y valor que se paga por cada uno de ellos por parte de los Distribuidores, y que la Superservicios no cuenta con esta información desagregada ya que no hace parte de fórmula tarifaria, nos permitimos informar que hemos dado traslado a cada una de las empresas para que atiendan de fondo su solicitud, el listado de los requerimientos realizados se encuentra en el anexo "*Masiva traslado distribuidores*".

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.

En línea con lo previsto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, mediante radicado SSPD No. 20212200014871 del 28/01/2021 se realizó traslado por competencia a la CREG, para que atiendan lo correspondiente a esta petición en el marco de su competencia.

CUESTIONARIO TRASLADADO POR XM

A continuación, procedemos a dar respuesta a los interrogantes contenidos en el radicado SSPD No. 20215290127592, mediante el cual XM trasladó a esta SSPD los interrogantes No. 1, que hacen parte de la Proposición No. 25 dirigidos a dicha entidad¹³:

1 Sírvase detallar:

a. ¿Cuál el costo del kWh de energía que se vende a las zonas no interconectadas?

Sobre el particular es preciso señalar que las empresas comercializadoras de energía eléctrica que prestan el servicio en las Zonas No Interconectadas - ZNI deben aplicar la metodología tarifaria definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, para calcular el costo Unitario de Prestación del Servicio, según lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007, que contiene la metodología general para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.

La metodología tarifaria, se encuentra definida en el artículo 2 de la citada resolución:

¹³ Radicada en XM S.A. E.S.P. con el número 202144001540-3 del 20 de enero de 2021.

“Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CU): Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.”

Así mismo, el artículo 40, definió la fórmula tarifaria de la siguiente manera.

“Artículo 40. Fórmulas Tarifarias Generales para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica con Red. La Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica, tendrá los siguientes componentes de cargos:

Costo Unitario:

$$CU_m = \frac{G_m}{1 - P} + D_{m,n} + \square\square$$

Donde:

CUn,m = Costo unitario de prestación del servicio para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m.

m = Mes de prestación del servicio

n = Nivel de tensión

p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n. Hasta tanto la Comisión no determine lo contrario, las pérdidas eficientes reconocidas serán del 10%.

Cm = Costo de Comercialización del mes m, expresado en \$/kWh.”

De acuerdo con lo anterior, el costo de prestación del servicio en las Zonas No interconectadas es el resultado de la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

En el archivo Excel adjunto a la presente comunicación denominado **“Información ZNI”**, en la hoja **“1 CUPS”**, encontrará el valor del Costo unitario de Prestación del Servicio para el tercer trimestre de 2020.

En línea de lo anterior, en el anexo se presenta el Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica para los meses de julio, agosto y septiembre de 2020, correspondiente a sesenta (60) municipios ubicados en doce (12) departamentos en los que existen localidades de ZNI.

b. ¿Cuáles y que tipo de empresas son las que venden la energía a esas zonas no interconectadas?

El artículo 15 de la Ley 142 de 1994 señala las personas que se encuentran facultadas para prestar servicios públicos domiciliarios. Entre las diferentes entidades autorizadas se encuentran las “empresas de servicios públicos”. De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 17 a 19 de la Ley 142 de 1994, las empresas de servicios públicos son sociedades por acciones cuyo objeto es la prestación de los servicios públicos de que trata dicha ley.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14 *ibídem*, una sociedad constituida como E.S.P., puede calificarse como oficial, mixta o privada, por los aportes que realicen en el capital de una empresa de servicios públicos, las entidades territoriales, o las entidades descentralizadas de aquella o estas; particulares, o las entidades surgidas de convenios internacionales que deseen someterse íntegramente para estos efectos a las reglas que se someten los particulares.

En el archivo Excel denominado “**Información ZNI.xls**”, en la hoja “*2 clasificacion*” encontrará el detalle de las empresas que venden energía en las ZNI, la calificación y naturaleza jurídica.

c. ¿Cuáles son las zonas no interconectadas que existen en el país? Discriminarlas por municipios y departamentos.”

En el archivo Excel denominado “**Información ZNI.xls**” en la hoja “*3 Ubicación ZNI*”, encontrará la información de las Zonas no Interconectadas por municipios y departamentos de Colombia.

CUESTIONARIO TRASLADADO POR IPSE

A continuación, procedemos a dar respuesta a los interrogantes contenidos en el radicado SSPD No. 20215290134832, mediante el cual el IPSE trasladó a esta SSPD los interrogantes con respecto a las plantas de generación que operan en las ZNI, las siguientes preguntas de la Proposición No. 25 dirigidos a dicha entidad¹⁴:

α. ¿Cuál el valor (kWh), de la cadena de producción hasta las empresas comercializadoras del servicio público de energía?

Entendiendo esta pregunta como el precio de la prestación del servicio de energía en las ZNI, en la respuesta a. del cuestionario trasladado por XM y atendido en esta comunicación, damos respuesta a la misma pregunta.

β. ¿Cómo opera la venta de energía?

En el entendido de que la pregunta está orientada a determinar si el mercado de las ZNI en Colombia es un mercado competitivo, es importante precisar que no existe un mecanismo de mercado definido para determinar el precio de la electricidad.

En este sentido es preciso indicar que el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, estableció que las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las ZNI pueden desarrollar, en forma integrada, las actividades de generación, distribución y comercialización. Por lo tanto, el comportamiento de los precios de la energía en las ZNI, depende de la gestión que realice el prestador del servicio de energía eléctrica, quién debe trasladar los costos de generación, distribución y comercialización mediante fórmulas establecidas por el regulador.

χ. Indicar cada departamento, municipio donde operan y el precio final a cada usuario en los últimos 5 años hasta la fecha (octubre 2020)

¹⁴ Radicado IPSE No. 20211330002252.

Al respecto es importante precisar que las tarifas aplicadas a los usuarios de las ZNI resulta luego de aplicar los esquemas de subsidios definidos mediante la Resolución MME 182138 de 2007¹⁵, que establece que la tarifa aplicada en el mes anterior a los usuarios residenciales correspondientes al mismo estrato del mercado de comercialización incumbente del Sistema Interconectado Nacional – SIN en el departamento donde se encuentran ubicadas las localidades de ZNI; en caso de que la localidad se encuentre en un departamento que no pertenezca a SIN, se toma como referencia la tarifa aplicable en la capital del departamento del SIN con punto de conexión a 115 kW, que esté más cercano a la capital del departamento al cual pertenece la localidad. La diferencia entre el CUPS y la tarifa aplicada corresponde al subsidio que es entregado por el Ministerio de Minas y Energía a los usuarios, a través del prestador.

En el archivo Excel denominado “**Información ZNI.xls**”, en la hoja “**tarifas aplicadas ZNI**” adjunto a esta respuesta, se remite la información de las tarifas aplicadas por los prestadores del servicio de energía, en período 2015 – 2020.

Por último, aprovecho la oportunidad para agradecer la reunión que tuvimos con integrantes de su Unidad de Trabajo Legislativo para revisar y garantizar el acceso a la información que hemos enviado mediante accesos a Google drive.

Esperamos con lo anterior haber atendido sus inquietudes.

Atentamente,



NATASHA AVENDAÑO GARCÍA
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Anexos: Archivo Excel Sanciones energía y gas 2017 a 2020
Archivo Excel empresas energía
Archivo Excel Utilidades empresas energía
Archivo Excel COSTOS CND Y ASIC
Archivo Excel Usuarios No regulados
Archivo Excel Información ZNI
Masiva Traslado Trasmisores
Masiva Traslado Distribuidores
Masiva Traslado Comercializadores
Masiva Traslado Generadores
Radicado SSPD No. 20211000012371 del 25/01/2021
Radicado SSPD No. 20212200014871 del 28/01/2021
Radicado SSPD No. 20212200014881 del 28/01/2021
Radicado SSPD No. 20212200014891 del 28/01/2021
Radicado SSPD No. 20212200014911 del 28/01/2021

Copias: **JORGE VALENCIA MARÍN** (Director Ejecutivo, CREG). creg@creg.gov.co
JOSÉ DAVID INSUASTI AVENDAÑO (Director General, IPSE). ipse@ipse.gov.co

Proyectó: Geraldine Giraldo Moreno – Directora de Talento Humano
Lida Constanza Cubillos – Jefe de la OAP de la SSPD

¹⁵ Por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas

Equipo DTGE – DIEG - SDPUYGT
Revisó: Ángela Sarmiento Forero – Directora Técnica de Gestión de Energía
Gustavo A. Peralta Figueredo – Asesor del Despacho de la Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios Diego
Alejandro Ossa Urrea – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible