



20231004739041

Radicado No.: 20231004739041

Fecha: 01/12/2023

Página 1 de 19

GD-F-007 V.23

Bogotá D.C.

Doctora

DORINA HERNÁNDEZ PALOMINO

Representante a la Cámara por Bolívar

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Carrera 7 No. 8 - 68 Edificio Nuevo del Congreso de la República - Oficina 549B - 620

notificacionesjudiciales@camara.gov.co

Ciudad

Asunto: Respuesta radicado SSPD 20235294433042– Traslado por competencia las preguntas 8 y 10 cuestionario para debate de control político.

Respetada Representante:


La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) recibió la comunicación del asunto, donde el Ministerio de Minas y Energía traslada por competencia las preguntas 8 y 10 del cuestionario anexo a la Proposición No. 54 de 2023, a continuación, se dará respuesta a las preguntas asignadas a esta Superintendencia y al cuestionario dirigido a la **SSPD** respecto a asuntos relacionados con el servicio de gas combustible y energía eléctrica.

8. ¿Qué mecanismos de auditoría y control ejercen sobre Gacelca en el área de transporte de Gas natural, Generación y transmisión de energía eléctrica?

En primer término, vale la pena aclarar que GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P., GECELCA S.A. E.S.P., en adelante GECELCA, realiza las actividades de generación de energía, comercialización de energía eléctrica y comercialización de gas natural, pero no realiza actividades de transporte de gas natural ni de transmisión de energía eléctrica.

Este documento está suscrito con firma mecánica autorizada mediante Resolución No. 20201000057315 de 09 de diciembre del 2020

La Superservicios comprometida con el Sistema de Gestión Antisoborno los invita a conocer los lineamientos, directrices y el canal de denuncias en el siguiente link: <https://www.superservicios.gov.co/Atencion-y-servicios-a-la-ciudadania/peticiones-quejas-reclamos-sugerencias-denuncias-y-felicitaciones>



Sede principal.
Bogotá D.C. Carrera 18 nro. 84-35
Código postal: 110221
PBX 60 (1) 691 3005. Fax 60 (1) 691 3059
sspd@superservicios.gov.co
Línea de atención 60 (1) 691 3006 Bogotá.
Línea gratuita nacional 01 8000 91 03 05
NIT: 800.250.984.6
www.superservicios.gov.co

Dirección Territoriales
Diagonal 92 # 17A – 42, Edificio Brickell Center, piso 3.
Código postal: 110221
Barranquilla. Carrera 59 nro. 75 -134. Código postal: 080001
Bucaramanga. Carrera 34 No. 54 – 92. Código postal: 680003
Cali. Calle 21 Norte N° 6N-14 EDIF. PORVENIR 2do piso. Código postal: 760046
Medellín. Avenida calle 33 nro. 74 B – 253. Código postal: 050031
Montería. Carrera 7 nro. 43-25. Código postal: 230002
Neiva. Calle 11 nro. 5 – 62. Código postal: 410010

Para el desarrollo de su actividad como agente generador de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, GECELCA S.A E.S. P., cuenta con la Central Térmica "Termoguajira" – capacidad de 290 MW, ubicada en el municipio de Dibulla, Guajira y con la Central Térmica "Gecelca 3" – capacidad de 437 MW, ubicada en el municipio de Puerto Libertador, Córdoba.

Dentro de las acciones de inspección, vigilancia y control adelantadas al prestador GECELCA, a partir de las obligaciones establecidas por la Ley y Regulación vigente, para la actividad de generación¹ del servicio público de energía eléctrica, esta Superintendencia ha venido adelantando acciones de inspección y vigilancia, dirigidas a propender y asegurar que se preste el servicio público de generación y comercialización de energía eléctrica, en forma continua y sin abuso de la posición dominante.

Dentro de las acciones de vigilancia e inspección para las vigencias 2022 y 2023, se indican las siguientes:

1. Inspección y vigilancia Central Termoguajira para mejorar la prestación del servicio de energía en el Subárea GCM

La Superintendencia realizó en la vigencia 2022, el seguimiento a las temáticas operativas y de gestión de mantenimiento por parte de GECELCA, para mantener la disponibilidad y provisión del servicio de energía a la Subárea Guajira – Cesar - Magdalena – GCM, cumplimiento a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), y la incorporación de elementos para el control automático de tensiones. Se adelantaron las siguientes acciones:

- a) Con base en los reportes presentados por el Centro Nacional de Despacho – CND del mes de agosto, se observaron altas indisponibilidades de la unidad de generación No.1 de Termoguajira, ya que dicha unidad se mantuvo por fuera de operación disponible, alrededor del 82% del tiempo para el primer semestre 2022.
- b) Mediante oficios de requerimiento SSPD No. 20222223548211 y SSPD 20222223562551, se solicitó a GECELCA información sobre las acciones adelantadas para subsanar la problemática de indisponibilidades en la unidad Termoguajira No.1 y sus posibles impactos en la provisión del servicio en la sub-área GMC.
- c) Reunión virtual ejecutada el 18 de agosto del 2022 con GECELCA, con el objeto de conocer las actividades propuestas para la finalización de la vigencia 2023, dirigidas a garantizar la disponibilidad de dicha unidad térmica, para cumplir obligaciones de energía en firme y despacho al Sistema interconectado Nacional SIN, según requerimientos del CND.
- d) GECELCA, el 18 de agosto remitió oficio de respuesta a los requerimientos realizados por la Superintendencia con radicado 20225293175882, indicando las acciones adelantadas para la puesta en marcha de la unidad No.1 y cubrimiento de las obligaciones de energía en firme con el SIN.

¹ Ley 142 de 1994. Artículo 14.25. SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión.

- e) El 14 de diciembre 2022, la Delegada para Energía y Gas Combustible DEGC realizó visita de inspección y vigilancia a la Central Térmica Termoguajira, con el objeto de verificar las acciones adelantadas por GECELCA y compromisos que permitieran mantener disponibilidad operativa de dicha central y respaldo en el SIN (oficio de requerimiento de visita SSPD 20222205623691).

Para la vigencia 2023, una vez consultado el reporte de operación de TERMOGUAJIRA, dicha central térmica ha estado operando y disponible para respaldar el SIN.

2. Gestión de Riesgo de Desastres Decreto 2157 de 2017. Vigilancia a las leyes y actos administrativos a los que están sujetos quienes presten los servicios públicos domiciliarios (Artículo 79.1 de la Ley 142 de 1994).

De acuerdo con lo indicado en el «Artículo 2.3.1.5.1.2.1 Ámbito de aplicación» del Decreto 2157 de 2017, todas las entidades públicas y privadas que presten los servicios públicos, tienen la obligación de elaborar e implementar el Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP, como instrumento para conocer y reducir los riesgos de desastres actuales y futuros así como adelantar las acciones correspondientes para atender el desastre en caso de materialización de alguna amenaza que impacte la operación del servicio, la vida de las personas o afecte el medio ambiente.

Teniendo en cuenta lo anterior, GECELCA mediante oficios SSPD 20225290740092, SSPD 20225290747452 y SSPD 20225290747552, remitió el PGRDEPP, que contiene el documento base y anexos soporte para la gestión del riesgo de desastres de la «Sede Administrativa Barranquilla» de GECELCA, en la ciudad de Barranquilla, Atlántico, «Central Termoguajira» en el municipio de Dibulla, Guajira y «Planta Gecelca 3», ubicada en el municipio de Puerto Libertad en el departamento de Córdoba.

Una vez realizada la verificación general del PGRD 2022, presentado por GECELCA, respecto de los contenidos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, mediante oficio SSPD 20222222845541 se realizó requerimiento con el objeto de aclarar si se han materializado eventos contingentes y emergentes históricos o identificado amenazas adicionales (ciberseguridad, seguridad en la información, salud en el trabajo, entre otros), que hayan ocasionado impactos en la salud, medio ambiente, calidad o continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica de los usuarios u otros agentes del mercado.

Mediante oficios SSPD 20235290417812 y SSPD 20235290673792, GECELCA remite nuevamente los documentos PGRD para las centrales térmicas de «Gecelca 3» y «Termoguajira», contemplando las amenazas identificadas para la Zona Caribe, donde se ubican dichas plantas generadoras.

3. Acciones preventivas para enfrentar los posibles impactos del Fenómeno El Niño 2023 – 2024 sobre la confiabilidad y continuidad en la generación eléctrica.

En atención al «Informe de Predicción Climática a Corto, Mediano y Largo Plazo en Colombia» de febrero 2023, publicado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM, «(...) El Niño podría ocurrir con probabilidades del 51% para mayo-julio/23 y del 64%

para octubre-diciembre/23 indicando que de inicializarse éste fenómeno a mitad de año, hay probabilidades de que persista durante el segundo semestre de 2023 (...)», la DEGC adelantó las siguientes acciones:

- a) Mediante oficio SSPD 20232201413271, la Superintendencia realizó requerimiento a GECELCA con el objeto de solicitar información sobre operación de las plantas de generación GECELCA 3 y TERMOGUAJIRA, y acciones preventivas frente a probabilidad de configuración Fenómeno El Niño 2023 – 2024.
- b) Según oficio SSPD 202352917111652, GECELCA remite respuesta a la solicitud realizada por la Superintendencia, indicando el Plan de Mantenimiento PAM para las plantas Gecelca 3 y Termoguajira, estado de inventario de repuestos y elementos críticos para garantizar la operación de los sistemas de generación eléctrica y las gestiones adelantadas para tener disponibles los combustibles necesarios para su operación.
- c) Consecuente con lo indicado en la respuesta dada por el prestador, la Superintendencia realiza un nuevo requerimiento, según oficio SSPD 20232043515491, donde solicita la actualización del estado del proceso de reparación de la unidad Gecelca 3, en particular a lo referente a las fechas de recibo de componentes principales (Rotor HP-IP-LP, Diafragmas, etc.), tiempos de reparación e instalación, así como fechas de pruebas y entrada en operación.
- d) GECELCA remite respuesta con oficio SSPD 20235293571762, según el cual menciona las fechas tentativas de recibo de los componentes y repuestos, así como los tiempos de instalación requeridos, para la puesta en marcha de la unidad Gecelca 3, el cual se estima inicie pruebas a finales del mes de noviembre, por lo tanto, su entrada en operación sería en el mes de diciembre del 2023.

Tal como se observa, en particular durante el 2023, las instalaciones de Gecelca 3 han tenido marcadas prolongaciones en sus actividades de mantenimiento, que han afectado su disponibilidad de la planta en el citado periodo.

Consecuente con lo anterior, esta Superintendencia continúa adelantando los procesos de inspección, vigilancia y control al agente generador GECELCA, dirigido a garantizar la disponibilidad, respaldo y provisión del servicio público de energía eléctrica, tanto en operación regular, como ante eventos contingentes o emergentes.

4. Cumplimiento del Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, RETIE, Resolución Ministerio de Minas y Energía 90708 del 30 de agosto de 2013.

A partir de la evaluación integral realizada para la vigencia 2020, por parte de la SSPD, durante el 2022 y el 2023, se ha venido realizando el procedimiento de recomendación de investigación contra GECELCA a la Dirección de Investigaciones de la SDEG, ante presuntos incumplimientos de aspectos establecidos en el RETIE.

De otra parte, en cuanto al tema de Generación de GECELCA, en el entendido que la pregunta hace referencia a la empresa Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. (Gecelca), se indica que para su actividad de generación cuenta principalmente con las unidades de generación térmicas de Temoguajira 1, Termoguajira 2, Gecelca 3.0 y Gecelca 3.2, las cuales respaldan sus obligaciones de energía firme con carbón, el cual a su vez es el combustible de

mayor consumo para su operación. Es importante señalar que, las unidades Termoguajira 1 y Termoguajira 2 tienen la posibilidad de operar parcialmente con gas natural. Teniendo en cuenta lo anterior, el agente no es responsable de actividades de transmisión de energía eléctrica o transporte de gas natural (más allá de la gestión contractual del servicio de transporte para el suministro de gas de sus unidades en la central Termo Guajira).

Como parte de las actividades de Inspección, Vigilancia y Control de la Superintendencia y frente a la alta probabilidad de ocurrencia de fenómeno de El Niño anunciada por el IDEAM, se han adelantado visitas de inspección a diversos activos de generación que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional. En este particular, durante el mes de julio del presente año se visitaron las unidades Termoguajira 1 y Termoguajira 2, verificando la disponibilidad y logística de abastecimiento de combustible, programas de mantenimiento, disponibilidad de repuestos y capacidades de reparación entre otros.

Adicionalmente, en el mes de septiembre de 2023 esta Superintendencia realizó un requerimiento de información actualizada acerca del proceso de reparación de la unidad Gecelca 3.0, en la cual se indagó principalmente sobre los tiempos estimados de reparación y disponibilidad de los principales componentes, el tiempo estimado de instalación y reparación, así como sobre las fechas de inicio de pruebas y entrada en operación.

Finalmente, en el marco de la de las resoluciones CREG 089 de 2018 y 207 de 2020, se realiza seguimiento a las auditorias de costos de suministro y transporte de combustibles utilizados para la formación del precio marginal de escasez y para las ofertas respectivamente.

10. ¿Qué mecanismos de auditoría y control ejercen sobre Traselca en el área de generación y transmisión de energía eléctrica?

En primer término, vale la pena aclarar que TRANSELCA S.A. E.S.P., en adelante TRANSELCA, realiza la actividad de transmisión de energía eléctrica, pero no realiza la actividad de generación de energía eléctrica.

Dentro de las acciones de inspección y vigilancia adelantadas al prestador TRANSELCA, a partir de las obligaciones establecidas por la Ley y regulación vigente, para la actividad de transmisión del servicio público de energía eléctrica, esta Superintendencia ha venido adelantando acciones de inspección y vigilancia, dirigidas a propender y asegurar que se preste el servicio público transporte de energía eléctrica, en forma continua y sin abuso de la posición dominante.

Dentro de las acciones de inspección vigilancia y control, para las vigencias 2022 y 2023, se indican las siguientes:

1. Incumplimientos en las características de calidad del servicio y fallas en subestación.

Como resultado de los análisis técnicos adelantados en la Superintendencia, a partir de un evento ocurrido en el 2020, la SSPD, en el 2022, determinó que TRANSELCA fue responsable del apagón registrado en 132 municipios de los departamentos de Bolívar, Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico, durante aproximadamente siete horas.

Esta desconexión afectó al 19% de los usuarios del país, y excedió en más de ocho veces los tiempos previstos en la regulación para resolver fallas como esta presentada el 24 de junio de 2020 en la subestación Sabanalarga, ubicada en el Atlántico, operada por TRANSELCA S.A. E.S.P.

Adicionalmente, como resultado del citado proceso de investigación, la Superservicios determinó que TRANSELCA no gestionó diligentemente algunos riesgos operativos, afectando la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica a esa zona de la región Caribe.

De acuerdo con lo anterior, la SSPD impuso sanción a TRANSELCA mediante la Resolución SSPD No. 20222400360335 del 22 de abril de 2022, por incumplir las características de calidad en el transporte de energía eléctrica y por fallas que ocasionaron la interrupción del servicio en cinco departamentos de la región Caribe.

En el marco del debido proceso, la empresa presentó el recurso de reposición que la ley permite, el cual fue tramitado y la sanción fue ratificada.

2. Gestión de Riesgo de Desastres Decreto 2157 de 2017. Vigilancia a las leyes y actos administrativos a los que están sujetos quienes presten los servicios públicos domiciliarios (Artículo 79.1 de la Ley 142 de 1994).

De acuerdo con lo indicado en el «Artículo 2.3.1.5.1.2.1 Ámbito de aplicación» del Decreto 2157 de 2017, todas las entidades públicas y privadas que presten los servicios públicos, tienen la obligación de elaborar e implementar el Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP, como instrumento para conocer y reducir los riesgos de desastres actuales y futuros así como adelantar las acciones correspondientes para atender el desastre en caso de materialización de alguna amenaza que impacte la operación del servicio, la vida de las personal o afecte el medio ambiente.

Teniendo en cuenta lo anterior, TRANSELCA mediante oficios SSPD 20225290319452, SSPD 20225290714612 y 20225290723002, remitió los PGRDEPP, correspondientes a la vigencia 2021, los cuales contienen los documentos base y anexos soporte para la gestión del riesgo de desastres de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Empresa.

Una vez realizada la verificación general del PGRD 2022, presentado por TRANSELCA, según la información presentada, no se encontraron desatenciones respecto de los contenidos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017.

A partir de los eventos que impactaron las subestaciones Sabanalarga y Valledupar en el año 2020, TRANSELCA ha efectuado acciones como resultado de las lecciones aprendidas, para mitigación del riesgo por las causas identificadas para estos incidentes.

3. Evaluación Integral realizada a TRANSELCA S.A. E.S.P.

Durante el 2022, por parte de la DTGE, se realizó Evaluación Integral a TRANSELCA S.A. E.S.P., respecto de la vigencia de 2021, de lo cual se destacan lo siguiente:

En cuanto a aspectos técnicos y operativos se encontró que la Empresa aplica estrategias efectivas que se evidencian en resultados de mejora de los procesos de operación y mantenimiento de sus activos; lo anterior puede explicar la mejora frente a la cantidad de eventos presentados durante el 2021.

No obstante, las horas a compensar por sobrepasos de las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Acumulada, aumentaron en 308%, respecto del año anterior.

De acuerdo con lo manifestado por la Empresa, tanto la condición particular a la que se enfrenta su negocio por la ubicación geográfica de sus activos, como las condiciones climáticas particulares que requieren de mayor intervención mediante consignaciones nacionales, ocasionan mayor indisponibilidad de activos, respecto de otras zonas del país

Durante el desarrollo de la evaluación integral, se pudo validar que la Empresa no presenta una situación crítica o de alerta asociada a temas financieros, no obstante que la Empresa no logró cumplir con los cinco (5) referentes de la evaluación de la gestión.

CUESTIONARIO

Para el señor Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

- 1. ¿Cuál es el valor del metro cúbico de gas natural facturado a los usuarios de las empresas Gases de la Guajira?**
- 2. ¿Cuál es el valor del metro cúbico de gas natural facturado a los usuarios de las empresas SURTIGAS?**
- 4. ¿Cuál es el valor del metro cúbico de gas natural facturado, a los usuarios de la empresa Gases del Caribe?**
- 5. ¿Cuál es el valor del metro cúbico de gas natural facturado, a los usuarios de la empresa Gases del Oriente?**

En lo que tiene que ver con el marco tarifario del servicio de gas por redes, es importante señalar que las tarifas no se aplican por municipio sino por mercado relevante, por lo que todos los usuarios que pertenezcan un mercado específico pagarán las mismas tarifas de acuerdo con su estrato, y dicho mercado puede agrupar uno o varios municipios.

Bajo este entendido, a continuación, se presenta el Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio (CUV) para cada uno de los mercados atendidos por las empresas (i) GASES DE LA GUAJIRA SA ESP, (ii) SURTIDORA DE GAS SA ESP, (iii) GASES DEL CARIBE SA ESP y (iv)

GASES DEL ORIENTE SA ESP de acuerdo con el reporte realizado por las empresas al Sistema Único de Información (SUI) para los meses de junio, julio y agosto de 2023:

Tabla No. 1 – CUv de la empresa GASES DE LA GUAJIRA SA. ESP

GASES DE LA GUAJIRA SA ESP				
Código mercado	Mercado	CUv		
		Junio 2023	Julio 2023	Agosto 2023
17	Guajira - Principal	2673,91	2506,80	2436,60
55	Albania	2500,00	2331,00	2262,00
266	Dibulla	2754,69	2586,55	2516,33
605	Distracción	2500,39	2331,35	2262,18
750	La Jagua del Pilar	2204,20	2041,25	1976,13

Fuente: SUI – Elaboración: SSPD

Tabla No. 2 - CUv de la empresa SURTIDORA DE GAS SA ESP

SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE SA ESP				
Código mercado	Mercado	CUv		
		Junio 2023	Julio 2023	Agosto 2023
20	Bolívar - Sucre - Córdoba	2221,89	2221,89	2129,89
112	Cotorra	2221,89	2221,89	2129,89
117	La Unión Sucre	1663,57	1663,57	1576,00
120	Córdoba-Antioquia Occidente	2221,89	2221,89	2129,89
137	Zambrano, Mahates y Córdoba	2221,89	2221,89	2129,89
180	El Guamo	1663,57	1663,57	1576,00
190	El Bagre	2221,89	2221,89	2129,89
194	Coloso	1663,57	1663,57	1576,00
210	El Roble	2221,89	2221,89	2129,89
285	Tierra Bomba	1663,57	1663,57	1576,00
447	Achi	1663,57	1663,57	1576,00
865	El varal	1663,57	1663,57	1576,00
866	Tuchin	1663,57	1663,57	1576,00

Fuente: SUI – Elaboración: SSPD

Tabla No. 3 - CUv de la empresa GASES DEL CARIBE SA ESP

GASES DEL CARIBE SA ESP				
Código mercado	Mercado	CUv		
		Junio 2023	Julio 2023	Agosto 2023
31	Atlántico-Magdalena-Cesar	2619,03	2542,18	2479,28
51	Cesar-Magdalena	2144,22	2043,39	1971,11
56	Astrea	3342,89	3128,68	3120,75
59	Chimichagua	3016,15	3141,12	3143,50

GASES DEL CARIBE SA ESP				
Código mercado	Mercado	CUv		
		Junio 2023	Julio 2023	Agosto 2023
61	El Paso	2651,43	2450,68	2301,68
72	Nueva Granada	1894,50	1754,22	1716,38
118	Sabanas de San Angel	2710,52	2670,45	2654,92
119	Chibolo	2468,00	2734,00	2811,00
138	San Cristobal	2619,79	2542,00	2478,93
163	Cerro de San Antonio	2619,79	2542,00	2478,93
346	San Zenon	1281,99	1186,55	1193,81

Fuente: SUI – Elaboración: SSPD

Tabla No. 4 - CUv de la empresa GASES DEL ORIENTE SA ESP

GASES DEL ORIENTE SA ESP				
Código mercado	Mercado	CUv		
		Junio 2023	Julio 2023	Agosto 2023
22	Norte de Santander	3250,20	3200,63	3217,02
46	Pamplona	3250,20	3200,63	3217,02
176	Tibu	3250,20	3200,63	3217,02
195	El Zulia	3250,20	3200,63	3217,02
786	Gramalote	3250,20	3200,63	3217,02

Fuente: SUI – Elaboración: SSPD

3. ¿Cuál es el valor del kilovatio de Energía eléctrica facturado, a los usuarios de las comercializadoras de energía, y Afinia?

De acuerdo con la solicitud realizada, encontrará como anexo a esta comunicación un archivo Excel denominado "Anexo Radicado SSPD 20235294433042 Histórico CU 2020-2023.xlsx" que contiene la información histórica de cada comercializador incluyendo Afinia, lo anterior relacionado por mercado de comercialización. Ahora bien, toda vez que, dentro de su solicitud no se indicó un periodo de tiempo específico, se remite la información desde el año 2020 hasta la fecha, de los Costos Unitarios de Prestación del Servicio y cada uno de los componentes que lo conforman. Se indica que la información suministrada corresponde a lo publicado por estas empresas en el marco del artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 y que es reportado al SUI conforme a lo estipulado en el art. 53 de la Ley 142 de 1994².

6. ¿Por qué razón se encarece el Gas natural extraído de las plataformas o en pozos y el metro cúbico del gas transportado?

² "establecer los sistemas de información que deben organizar y mantener actualizados las empresas de servicios públicos para que su presentación al público sea confiable."

La información tarifaria de gas combustible por redes se encuentra definida mediante la Resolución CREG 137 de 2013, por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados.

En el artículo 4 se definen las fórmulas que determinan el conjunto general de criterios bajo los cuales los comercializadores establecen las tarifas de los usuarios finales y, corresponde a la agregación de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena de gas. La fórmula tarifaria está definida por:

$$CUV_{m,i,j} = \frac{G_{m,i,j} + T_{m,i,j}}{1 - \rho} + (D_{m,i,j} \times f_{pc_{m,i,j}}) + C_{v_{m,i,j}} + C_{c_{m,i,j}}$$

Diagrama de la fórmula:

- $CUV_{m,i,j}$: Componente Variable del costo Unitario de la Prestación del Servicio
- $G_{m,i,j}$: Remunera la Actividad de Compra de Gas
- $T_{m,i,j}$: Remunera la Actividad de Transporte
- $D_{m,i,j}$: Remunera la Actividad de Distribución
- $f_{pc_{m,i,j}}$: Remunera la Actividad de Comercialización
- $C_{v_{m,i,j}}$: Remunera el cargo por Confiabilidad – actualmente es cero
- $C_{c_{m,i,j}}$: Remunera el cargo por Confiabilidad – actualmente es cero

El Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería:

$$Cuf_{m,i,j} = C_{f_{m,i,j}}$$

Diagrama de la fórmula:

- $Cuf_{m,i,j}$: Componente Fijo del costo unitario de la Prestación del Servicio
- $C_{f_{m,i,j}}$: Componente Fijo del costo unitario de la Prestación del Servicio

Donde:

$CUV_{m,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería expresado en (\$/m3), aplicable en el mes m a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización i y atendidos por el comercializador j.
$Cuf_{m,i,j}$	Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería expresado en (\$/factura) aplicable en el mes m a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización i y atendidos por el comercializador j.
m	Mes de prestación del servicio.
I	Mercado Relevante de Comercialización.
J	Comercializador
$G_{m,i,j}$	Costo Promedio Unitario en (\$/m3) correspondiente a las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón y/o GLP por redes y/o aire propanado, destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m, en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j. Este costo se determina conforme se establece en el Capítulo III de la presente Resolución.
$T_{m,i,j}$	Costo unitario en (\$/m3) correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m, en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j, calculado conforme se establece en el Capítulo IV de esta Resolución. Incluye los costos de transporte por gasoducto ($T_{m,i,j}$), y/o transporte terrestre de gas combustible ($TV_{m,i,j}$) y/o compresión ($P_{m,i,j}$) de Gas Natural Comprimido (GNC).

$D_{m,i,j}$	Costo expresado en (\$/m3) por uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m, en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j. No incluye la conexión al usuario final.
$f_{PC_{m,i,j}}$	Factor multiplicador de poder calorífico aplicable al componente del costo de distribución el mes m, en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j. Este se determina como se establece en el parágrafo del 0 de esta resolución.
$Cv_{m,i,j}$	Componente variable del costo de comercialización expresado en (\$/m3) del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m, en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j.
$Cc_{m,i,j}$	Costo unitario, expresado en (\$/m3), correspondiente a la confiabilidad del servicio de gas combustible aplicable en el mes m y de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras este es definido será cero.
$Cf_{m,i,j}$	Componente fijo del costo de comercialización expresado en pesos por factura del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m, en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j.
ρ	Pérdidas reconocidas. Este valor se determinará conforme al proceso establecido en la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución de gas combustible) o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan. Hasta que la CREG establezca dicho procedimiento, se considerará un valor máximo a trasladar del 3,7% por concepto de pérdidas.

Adicional, en el artículo 12 y 14 de la regulación en mención, se define el costo de distribución y de comercialización correspondientemente. El primero es el costo por uso de los sistemas de distribución, que ha sido aprobado para el Mercado Relevante de Distribución de acuerdo con el tipo de usuario y a la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan. El segundo, corresponderá a los cargos de comercialización fijo y variable que hayan sido aprobados para el Mercado Relevante de Comercialización de acuerdo la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

En la misma línea, regulatoriamente la tarifa del gas combustible está afectada por indicadores nacionales e internacionales y cada modalidad de gas (Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Redes de Tubería) cuenta con una regulación específica para el cálculo del Costo Unitario Variable.

Para el caso del Gas Natural, la regulación define que para remunerar mensualmente la prestación del servicio se deben tener en cuenta los indicadores de Índice de Precios al Consumidor (IPC), Índice de Precios al Productor (IPP) y la Tasa Representativa del Mercado (TRM). Los índices de precios reflejan el impacto de la economía nacional sobre la remuneración de las actividades de suministro, transporte y distribución, mientras que la TRM únicamente afecta el suministro del Gas Combustible por redes de tubería, reflejando el impacto del entorno internacional sobre las tarifas.

En lo que respecta al servicio de Gas Licuado de Petróleo por redes de tubería, regulatoriamente guarda la misma relación del Gas Natural con el IPC, IPP y la TRM. Sin embargo, la normativa vigente define que la remuneración del suministro (G) se ve afectado por las fluctuaciones de los precios internacionales del propano y el butano, que a su vez dependen de los precios internacionales del crudo. Vale la pena mencionar que, para el caso del Gas Licuado de Petróleo por redes, se ha presentado una tendencia al alza en los precios internacionales del propano y del butano que genera un aumento en las tarifas de los usuarios de este servicio.

Así las cosas, el precio fijado por los productores – comercializadores respecto del suministro de gas corresponde a un precio libre en el que inciden las mencionadas variables económicas. Ahora bien, el valor del gas transportado tiene otra remuneración de infraestructura y de prestación que conlleva a que el valor del gas de venta de producción no sea el mismo precio del valor de metro cúbico cobrado al usuario final, pues recordemos que dicho valor contiene los valores de los componentes: Suministro (G), Transporte (T), distribución (D) y comercialización (C).

7. ¿Qué acciones ha desplegado su Despacho, encaminadas a ejercer un Control efectivo, sobre las tarifas de energía y gas en la Costa Norte de Colombia?

Conforme a las funciones asignadas en el artículo 79 de la Ley 142 de 1994, y las establecidas en el Decreto 1369 de 2020³, la SSPD ejerce vigilancia sobre la correcta aplicación del régimen tarifario expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Para ello, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible (DTGGC), realiza las siguientes acciones:

- **Boletín tarifario de Gas Combustible por Redes**

En este contexto, uno de los ejercicios de gestión es la divulgación del Boletín Tarifario de Gas Combustible por redes que contiene los datos para todo el país, con periodicidad trimestral e informa el comportamiento del CUv y sus principales componentes, más específicamente el componente de Suministro (G), Transporte (T) y Distribución (D), expresados en pesos sobre metros cúbicos (\$/m³). Costos que deben considerar los prestadores del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería, para calcular las tarifas que aplican a los usuarios de acuerdo con la normatividad vigente.

Para consultar los boletines tarifarios de Gas combustible por Redes, podrá ingresar al siguiente enlace:

<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Gas-natural/Tarifas>

- **Verificaciones tarifarias**

Durante lo corrido de la vigencia 2023, para el prestador Surtidora de Gas del Caribe S.A ESP y Gases del Caribe S.A ESP, se ha realizado un ejercicio de verificación tarifaria para los mercados atendidos, trabajo que consiste en validar las facturas de suministro y transporte (ejercicio que permite validar el costo del gas y del transporte comprado que se ha trasladado a la tarifa, el esquema contractual de estos componentes de cada mercado y el resultado de la nominación de gas realizada en el mes). A la fecha, y efectuadas las revisiones de facturas de suministro y transporte, así como su traslado a la tarifa de los usuarios, le informamos que hasta el momento no se ha evidenciado diferencias en la aplicación tarifaria de los usuarios regulados de los mercados en donde presta la empresa en la costa atlántica.

³ "Por el cual se modifica la estructura de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios".

- **Información tarifaria empresas prestadoras del servicio de gas natural por redes de tubería en ciudades capitales del país**

Mensualmente se publica las tarifas aplicadas por las empresas prestadoras del servicio de gas natural en las ciudades capitales del país, a partir de los datos reportados por los prestadores en el **SUI** conforme a lo establecido en la Circular CREG - SSPD 001 del 17 Junio 2016 y la Resolución SSPD No 20221000665435 del 18 de julio de 2022, por la cual unifican los lineamientos para el cargue de información en el **SUI** aplicable a los prestadores del servicio público de gas combustible por redes de tubería, la cual contiene las tarifas que los prestadores del servicio de Gas Natural aplicaron a usuarios residenciales, así como las tarifas por estrato en los mercados atendidos. Para consultar dicha información, se puede acceder por el enlace antes expuesto.

- **Evaluaciones Integrales.**

Dentro de las actividades prioritarias que la **DTGGC** define de manera anual, está la de realizar evaluación integral a las empresas que suministran gas combustible por redes de tubería, con el fin de evidenciar el cumplimiento de la regulación vigente, con el propósito de evitar posibles crisis por alteraciones graves en la continuidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio de Gas Combustible por Redes y demás aspectos entre los que se encuentran los financieros, técnico, operativo, comercial- tarifario y el reporte al **SUI**. Para esta vigencia fue priorizada para evaluación integral la empresa Gases del Caribe SA ESP, la cual se encuentra en desarrollo.

Por su parte La empresa Gases del Oriente SA ESP, fue seleccionada para evaluación integral en 2020, con la información de 2019, teniendo en cuenta que,

Para consultar las evaluaciones integrales realizadas a las empresas, usted podrá ingresar a través del siguiente enlace:

<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Gas-natural/Evaluacion-de-prestadores>

Con relación a los controles aplicados sobre las tarifas de energía, la Superservicios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realiza verificaciones tarifarias mensuales a cada una de las empresas que atienden mercado regulado. Cuando se identifican presuntas contravenciones a la regulación asociada a la metodología tarifaria, se toman las medidas que se consideren pertinentes en el marco de nuestras funciones.

El proceso de verificación tarifaria consiste en replicar los cálculos de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y compararlos con las publicaciones realizadas por los prestadores, para posteriormente realizar el cálculo de tarifas y compararlas con lo publicado. Se aclara que el proceso se realiza con base en la información reportada por los prestadores y por el administrador del mercado (XM SA ESP) al Sistema Único de Información (SUI) administrado por la Superservicios a través de los formatos y formularios del capítulo de tarifas de la Resolución SSPD No. 20212200012515 de 2021 (Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información aplicable

a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional - SIN).

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

El documento *"Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red"* se encuentra disponible en la página web de la Superservicios (<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>), no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

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

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

8. ¿Quiénes son los accionistas, como personas naturales de las siguientes empresas: Aire, Afinia, (sic) ¿Gases de la Guajira, Gases del Caribe, Surtigas y Gases de Oriente?

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 53 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la Superservicios en desarrollo de sus funciones de inspección y vigilancia, establecer, los sistemas de información que deben organizar y mantener actualizados las empresas de servicios públicos para que su presentación al público sea confiable.

Por ende y en virtud de las funciones dadas por la ley para establecer, administrar, mantener y operar el sistema de información, la SSPD, el artículo 1 de la Resolución SSPD 000321 de 2003 estableció que las personas prestadoras de servicios públicos a que se refiere la Ley 142 de 1994 deben reportar la información a través del Sistema Único de Información – SUI.

Ahora bien, esta Superintendencia dispuso en la Resolución SSPD 20181000120515 de 2018 los requerimientos que deben surtir los prestadores de servicios públicos domiciliarios ante la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en relación con el Registro Único de Prestadores (RUPS) para su inscripción, actualización y cancelación.

En respuesta a su solicitud y tras revisar la información reportada por los prestadores CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. (en adelante AFINIA S.A.S. E.S.P.) y AIR-E S.A.S. E.S.P. ante el RUPS, se observa que no se han identificado accionistas como personas naturales en los registros reportados por las empresas.

En el archivo Excel denominado "Accionistas", se remiten los datos reportados por los prestadores GASES DE LA GUAJIRA SA ESP, GASES DEL CARIBE SA ESP, SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE SA. ESP y GASES DEL ORIENTE SA ESP, certificados en la última actualización del Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) respecto a su composición accionaria de personas naturales.

9. ¿Quiénes son los accionistas, como personas jurídicas de las siguientes empresas: Aire, Afinia, ¿Gases de la Guajira, Gases del Caribe, Surtigas y Gases de Oriente?

Ahora bien, teniendo en cuenta la información reportada por los prestadores AFINIA S.A.S. E.S.P. y AIR-E S.A.S. E.S.P. ante el RUPS, en la Tabla 1 se detalla la información sobre los accionistas jurídicos, incluyendo su porcentaje de participación y la tipología de su naturaleza como accionista.

Tabla 1. Participación Accionaria AFINIA S.A. E.S.P. y AIR-E S.A.S. E.S.P

Empresa	Accionista	Tipo de Naturaleza	Porcentaje Participación
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	LATAM PANAMA	Privada	15
	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	Privada	85
AIR-E S.A.S. E.S.P.	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	Mixta	25
	LATIN AMERICAN CAPITAL CORP SA ESP	Privada	75

En el archivo Excel denominado "Accionistas", se remiten los datos reportados por los prestadores GASES DE LA GUAJIRA SA ESP, GASES DEL CARIBE SA ESP, SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE SA. ESP y GASES DEL ORIENTE SA ESP, certificados en la última actualización del Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) respecto a su composición accionaria de personas jurídicas.

10. ¿Qué mecanismos de auditoría y control ejercen sobre las empresas: Aire, Afinia, Gases de la Guajira, Gases del Caribe, Surtigas y Gases del Oriente, ¿en el área de comercialización de energía eléctrica y Gas Natural?

En línea con la respuesta a la pregunta 7 y conforme a las funciones asignadas en el artículo 79 de la Ley 142 de 1994, y las establecidas en el Decreto 1369 de 2020, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible ejerce vigilancia sobre la correcta aplicación del régimen tarifario expedido por la CREG. Para ello, la DTGGC realiza las siguientes acciones: (i)

Boletín tarifario de Gas Combustible por Redes, (ii) Verificaciones tarifarias, (iii) Información tarifaria empresas prestadoras del servicio de gas natural por redes de tubería en ciudades capitales del país y (iv) evaluaciones Integrales.

De conformidad con el artículo 51 de la ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6 de la ley 689 de 2001, independientemente del control interno fiscal, todas las empresas de servicios públicos están obligadas a contratar una Auditoría Externa de Gestión y Resultados con firmas privadas especializadas, no solo las empresas mencionadas en la pregunta. Conviene precisar que debe tratarse de personas jurídicas como a continuación se explica.

El parágrafo 1º de la norma en cita establece que las empresas de servicios públicos celebrarán los contratos de auditoría externa de gestión y resultados con personas jurídicas privadas especializadas por periodos mínimos de un año.

De allí, que la locución personas Privadas empleada por el inciso primero del artículo 51 de la ley 142 de 1994 para referirse a los auditores de gestión que deben contratar las empresas de servicios públicos, debe entenderse referida única y exclusivamente a personas jurídicas. Además, el artículo 51 citado debe leerse en su contexto; en ese sentido debe tenerse en cuenta que su parágrafo 1º despeja cualquier duda al respecto al disponer que los contratos de auditoría deben celebrarse con personas jurídicas.

Mediante Resolución 20211000555175 del 05 de octubre de 2021, expedida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se establecen lineamientos sobre el reporte de información de las Auditorías Externas de Gestión y Resultados y de las Oficinas de Control Interno de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, a través del Sistema Único de Información – SUI y del sistema de gestión documental, también se fijan los requisitos mínimos y características que deberán tener y reunir las personas jurídicas que efectúen tal Auditoría.

La Resolución 20211000555175 del 05 de octubre de 2021, contiene la estructura del informe de AEGR, el cual contempla los siguientes anexos:

- Anexo General
- Anexo A: Descripción General de la Empresa
- Anexo B: Reportes Complementarios
- Anexo C: Lineamiento de Indicadores
- Anexo D: Módulos de recolección de información
- Anexo E: Calendario de reporte de información
- Anexo F: Lineamiento de Cargue

Dentro de la descripción general (Anexo A), de la empresa se detallan aspectos: financieros y técnicos del Servicio de Energía Eléctrica en sus diferentes actividades como son distribución u operador de red, generación, transmisión y comercialización, también se incluyen los aspectos comerciales, y los mismos tópicos aplican para el servicio de gas combustible por redes, con sus respectivas actividades como comercialización mayorista y minorista, transporte y distribución.

El Anexo B, solicita información de todo lo relacionado con la administración y gestión del riesgo a través de encuestas y se destaca la encuesta de Hipótesis de Negocio en Marcha.

El anexo C, solicita información trimestral de indicadores financieros y administrativos de energía como: rotación de cartera, niveles de inversiones, comportamiento patrimonial, endeudamiento total, endeudamiento con partes relacionadas, cumplimiento de reporte de información al SUI y algunos indicadores administrativos como: AOM, planes de mantenimiento, máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas – MHAIA, cargo por confiabilidad. Para el servicio de gas los indicadores trimestrales a reportar son: factor de contratación del SNT, factor de utilización del SNT, factor de calidad del gas, factor de fugas por kilómetro de infraestructura, compensaciones por usuario, fugas por usuario, revisiones periódicas entre otros indicadores.

Los demás anexos D, E, y F son exclusivos de la forma, tiempo y de formatos y formularios donde se debe ingresar la información de la AEGR con las características de calidad que le requiere la Superservicios a los prestadores de Energía y Gas.

Los informes de las AEGR allegados son el insumo para el ejercicio de vigilancia y control de los diferentes aspectos de cada prestador, que permiten detectar alertas tempranas de los riesgos y deficiencias de los prestadores.

Es importante señalar que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 numeral 1a de la Resolución SSPD No. 20211000555175 del 05 de octubre de 2021, el contrato de las AEGR deberá estar vigente durante el reporte de información a la Superintendencia de Servicios Públicos de acuerdo con el cronograma que está establezca para cada vigencia.

De otra parte, de conformidad con el artículo 51 ya citado, cuando una empresa de servicios públicos quiera cambiar el auditor externo de gestión y resultados antes del vencimiento del contrato, deberá solicitar permiso a la Superintendencia de Servicios Públicos, informándole sobre las causas que la llevaron a tomar la decisión. La Superintendencia podrá negar la solicitud mediante resolución motivada.

No obstante, al vencimiento del plazo del contrato, la empresa es libre de decidir si prorroga el contrato o contrata un nuevo auditor, de lo cual informará previamente a la Superintendencia.

Finalmente, la Superintendencia está facultada para pedir cada trimestre a la empresa de servicios públicos, informes acerca de la gestión del auditor, y en caso de encontrar que este no cumple a cabalidad sus funciones, podrá solicitar a la empresa su remoción.

11. ¿Cuáles, son los costos del gas natural y su conversión a kilovatio?

Tal como se desarrolló en la pregunta 6 del cuestionario formulado a la SSPD, regulatoriamente la tarifa del gas combustible está afectada por indicadores nacionales e internacionales y de acuerdo a la modalidad de gas combustible⁴ cuenta con una regulación específica para el cálculo del CUv, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG 137 de 2013⁵.

En relación con la inquietud de la conversión de gas natural a Kilovatio, la Resolución CREG 154 de 1997⁶, señaló lo siguiente en su artículo 2:

"ARTICULO 2o. La factura que las empresas envíen al usuario pequeño consumidor, por causa del consumo de gas combustible suministrado por red de ductos o por instalaciones surtidas a partir de tanques estacionarios deberá incorporar, además del contenido definido en otras normas legales y en las condiciones uniformes del contrato de prestación de servicios, la siguiente información:

a. El consumo medido durante el periodo facturado, expresado en metros cúbicos o en galones.

b. El equivalente de los metros cúbicos o galones facturados, expresado en kilovatios hora.

c. El valor unitario expresado en pesos por metro cúbico o pesos por galón.

d. El valor unitario expresado en pesos por kilovatio hora.

e. El poder calorífico del gas facturado al usuario en ese periodo de facturación, expresado en Mega Julios por metro cúbico, o Mega Julios por galón, incluyendo en el texto de la factura la definición de "poder calorífico" que aparece en el artículo 1o. de la presente resolución" (Énfasis agregado).

Para realizar la conversión correspondiente, fue necesario definirlo mediante la Circular 004 de 1998, con el fin de precisar la información que las empresas distribuidoras de combustible por redes de ductos e instalaciones surtidas a partir de tanques estacionarios, deben incluir en las facturas según el artículo 2 de la mencionada resolución y se estableció como se debe calcular, así:

"(...) Supongamos que un usuario final de una empresa distribuidora de gas natural tiene un consumo medido durante un periodo de facturación dado de 30 m3, y que el poder calorífico del gas facturado al usuario en ese periodo es de 38.2 MJ/m3 (Megajulios por metro cúbico). Si el ejemplo es de GLP, éste puede tener valores del orden de 100 MJ/Galón.

Como el poder calorífico es el contenido en energía del gas, si se multiplica por el consumo medido se obtiene el contenido de energía del gas que consumió el usuario, así:

$$38.2 \text{ MJ/m}^3 * 30 \text{ m}^3 = 1146 \text{ MJ}$$

Como un kWh corresponde a 3.6 MJ, al dividir el contenido de energía anterior por 3.6 se obtiene dicho contenido en kWh, así:

$$1146 \text{ MJ} / 3.6 \text{ MJ/kWh} = 318 \text{ kWh}$$

⁴ Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Redes de Tubería.

⁵ "Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados".

⁶ "Por la cual se toman decisiones en materia de facturación del servicio público de distribución de gas combustible por redes de ductos e instalaciones surtidas a partir de tanques estacionarios y se revisa la resolución CREG-132 de 1997".

Ya tenemos entonces el gas consumido tanto en m3 como su equivalente en kWh.

Supongamos que la tarifa de este usuario es de 159.18 COL\$/m3. El valor del gas consumido por el usuario en el periodo es:

$$30 \text{ m}^3 * 159.18 \text{ COL\$/m}^3 = 4775.40 \text{ COL\$}$$

Es decir, que si lo miramos del lado de los kWh, la tarifa la obtenemos dividiendo este valor por los 318 kWh, así:

$$4775.40 \text{ COL\$} / 318 \text{ kWh} = 15.01 \text{ COL\$ / kWh}.$$

En los anteriores términos damos por atendida su solicitud.

Cordialmente,



DAGOBERTO QUIROGA COLLAZOS
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Anexo: Anexo Radicado SSPD 20235294433042 Histórico CU y Tarifas 2020-2023.xlsx
Archivo Excel denominado "Accionistas"

Proyectó: Rafael Ricardo Rojas Peña – Contratista grupo GC DTGE

Natalia Ximena Castro Puentes – Profesional grupo GC DTGE

Jhon Alonso Castañeda – Profesional Especializado GC DTGE

Fabio Alberto Aldana – Asesor del Despacho Delegada Energía

Marlon Millas - Profesional - Grupo Técnico Operativo

Diego Martin Castillo – Profesional - Grupo Técnico Operativo

Wilmer Andrés Sandoval – Contratista DTGE

Luz Helena Cabra Sánchez – Profesional de la DTGE

Revisó: Diego Fernando Borda Tovar – Coordinador Grupo GC DTGE

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Grupo Técnico Operativo

Jorge Enrique Fonseca – Coordinador UMMEG

Jairo Andrés Blandón Hernández – Profesional Especializado de la DTGE

Aprobó: Luis Adolfo Vargas Agudelo – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Eliana Bohórquez Rodríguez – Directora Técnica de Gestión de Gas Combustible

Ana Andrea Guauque Zambrano – Superintendente Delegada para Energía y Gas Combustible (E)