



20241000756401

Radicado No.: 20241000756401

Fecha: 01/03/2024

Página 1 de 2

GD-F-007 V.23  
Bogotá D.C.

Doctor  
**GREGORIO ELJACH PACHECO**  
Secretario General  
CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA  
[Secretaria.general@senado.gov.co](mailto:Secretaria.general@senado.gov.co)  
Carrera 7 No. 8 - 68 Edificio Nuevo del Congreso de la República  
Ciudad

Asunto: Respuesta radicado SSPD 20245290762122 Proposición 117 Debate de control político.

Respetado Secretario:

La Superintendencia de Servicios Públicos – SSPD recibió la comunicación señalada en el asunto, mediante la cual adjunta cuestionario de Proposición 117 para Debate de control político sobre los altos costos en las tarifas en el servicio de energía. Se da respuesta en el mismo orden en que fue presentada:

**1. *Sírvase informar sobre el seguimiento al plan de largo plazo acordado con Afinia y con Air-e por la toma de posesión e intervención de Electricaribe.***

Se informa que, ante las condiciones de prestación del servicio en la Región Caribe que dieron origen a la intervención y posterior liquidación de la empresa Electrificadora del Caribe – ELECTRICARIBE S.A. ESP., y con el fin de hacer seguimiento especial a la mejora en la prestación del servicio por parte de las nuevas empresas que iniciaron su operación en dicho mercado a partir de octubre de 2020, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) suscribió Programas de Gestión de Largo Plazo – PGLP, con las empresas **AIR-E S.A.S E.S.P** y **CARIBEMAR DE LA COSTA S.A. E.S.P. – AFINIA**.

Este documento está suscrito con firma mecánica autorizada mediante Resolución No.20201000057965 de 14 de diciembre del 2020 y No. 20201000057315 del 09/12/2020, modificada por la Resolución No. 20211000096695 del 19/04/2021.

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](mailto: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](http://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

El programa de gestión fue suscrito el 30 de septiembre de 2020 por el prestador AIR-E y por el prestador Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P. – AFINIA el 17 de diciembre de 2020, dichos programas se orientan a realizar durante un periodo de cinco (5) años contados a partir de enero de 2021, el seguimiento y evaluación por parte de la Superintendencia al cumplimiento de las metas acordadas sobre una serie de indicadores parciales (periodicidades trimestrales y semestrales) e indicadores de resultado (anuales en su gran mayoría) asociados a Nueve (9) objetivos específicos que incorporan las falencias más relevantes que esta SSPD identificó en la prestación del servicio de dichos mercados. Los objetivos específicos se describen a continuación:

- i. **Calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local – SDL:** Mejorar la continuidad del Servicio en el Sistema de Distribución Local, en cuanto a la duración y frecuencia de las interrupciones en su mercado de comercialización. Para tales efectos se efectúa el seguimiento a las inversiones presentadas en el plan de inversiones que sea remitido por las nuevas empresas ante la CREG, y cómo estas ayudan al cumplimiento de los indicadores de calidad definidos por la Resolución CREG 015 de 2018 SAIDI y SAIFI. Así como, la reducción de los indicadores SAIDI y SAIFI de las interrupciones no programadas, y la correcta información entregada a los usuarios afectados por las interrupciones programadas. Así mismo, a los proyectos que son desarrollados a partir de los recursos CONPES 3910 y 3966, que fueron asignados inicialmente para la empresa ELECTRICARIBE S.A. ESP. en intervención y hoy en liquidación, y que son finalmente desarrollados por los nuevos agentes.
- ii. **Confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR:** Mejorar la confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR, en cuanto a reducir la magnitud de la demanda no atendida. Se realiza seguimiento a las inversiones y mantenimientos realizados con el fin de mejorar la calidad del servicio en el STR, que fueron incluidas en el Plan de Inversiones presentado a la CREG, al igual que las ejecutadas mediante los mencionados recursos CONPES.
- iii. **Calidad de la Potencia en el STR y SDL:** Mejorar el perfil de tensión y distorsión armónica total en activos de los niveles de tensión II, III, IV. Para tales efectos, se realiza seguimiento a la ejecución de inversiones aprobadas en el plan de inversión orientadas a la calidad de la potencia en los activos de nivel de tensión 4, 3 y 2, o desarrollados a partir de recursos CONPES.
- iv. **Gestión de Pérdidas:** Reducir el nivel de pérdidas de energía no técnicas. Se realiza seguimiento a la ejecución de las inversiones orientadas a la recuperación de pérdidas mediante recursos CONPES y propios. Así como, a la ejecución plan de reducción de pérdidas presentado ante la CREG.
- v. **Riesgo eléctrico:** Reducir el número de accidentes de origen eléctrico. Para tales efectos, se efectúa seguimiento al Plan de Gestión de Riesgo Eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), que debe ser construido e implementado por cada empresa. De igual manera, se incluye el seguimiento a los proyectos para el cambio de red monohilo que generan gran riesgo para la comunidad, por red bifilar e incluso trifilar o tetrafilar, que son incluidos en el plan de inversiones de las empresas en evaluación.

- vi. **Atención al usuario:** Mejorar las condiciones de atención al usuario. Para tales efectos, se realiza vigilancia a la estrategia que deberán implementar las Empresas, con las que se permita un trámite oportuno y de calidad de reclamaciones de los diferentes usuarios. Así como, el desarrollo de herramientas digitales que permita a los usuarios solicitar turnos en línea para las oficinas de atención al cliente.
- vii. **Responsabilidad Social Empresarial (RSE):** Implementar políticas de responsabilidad social empresarial. Se evalúa que los nuevos prestadores hagan una correcta y completa identificación y caracterización de las condiciones de la Empresa y de los usuarios de su mercado. Así como, de la construcción e implementación un programa de RSE acorde a las necesidades reconocidas en la etapa de identificación y caracterización de su mercado, con lo cual se tenga un verdadero acercamiento a la comunidad.
- viii. **Programa de Normalización y Reducción de Zonas de Difícil Gestión:** Reducir: 1) las áreas o barrios clasificados como subnormales (BSN), y 2) el número de zonas de difícil gestión (ZDG), que por efectos de altas pérdidas no técnicas de energía o por alta morosidad están clasificadas como tal. Para lograr los puntos antes mencionados, se evalúa que las nuevas empresas diseñen y estructuren un programa y equipo de gestión social para intervención de BSN y ZDG, que permitan un mayor acercamiento y acompañamiento a los usuarios potenciales de las campañas de normalización, con el fin de lograr la sensibilización y aceptación que se requiere, mejorando los índices de pérdidas y recaudo de estas áreas especiales.
- ix. **Verificación del vínculo cliente transformador y Fronteras de Distribución (solo para Air-e):** como su nombre lo indica es realizar seguimiento a la empresa de las actividades tendientes a la validación y verificación del Cliente - Transformador.

Como resultado del seguimiento al cumplimiento de estos objetivos, la Superservicios elabora informes trimestrales de seguimiento, de los cuales, a la fecha, ha publicado diez (10) informes para el prestador **AIR-E S.A.S E.S.P** y once (11) informes para el prestador **CARIBEMAR DE LA COSTA S.A. E.S.P. – AFINIA** con el seguimiento del cumplimiento de los Programas de Gestión de Largo Plazo (PGLP) para cada empresa con corte al segundo y tercer trimestre de 2023 respectivamente, los cuales podrán encontrar en los siguientes vínculos:

- Para la prestadora **AIR-E S.A.S E.S.P** en <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Programas-de-gestion/AIR-E>
- Para la prestadora **CARIBEMAR DE LA COSTA S.A. E.S.P. – AFINIA** <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Programas-de-gestion/Caribe-Mar-de-la-Costa-S.A.S.-E.S.P.-AFINIA>

➤ **Para la empresa AIR-E S.A.S E.S.P.**

La evaluación del Programa de Gestión de Largo Plazo correspondiente al segundo trimestre de 2023, muestra un panorama favorable en cuanto al cumplimiento de los objetivos. En este periodo se evaluaron 23 indicadores parciales y 7 indicadores de resultado; se observa un cumplimiento

del 87% de los indicadores parciales y del 100% de los indicadores de resultado evaluados.

### Evolución de Indicadores Parciales Durante el Año 2023

Nº	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2023	2023 Trimestre 1	2023 Trimestre 2
1	Continuidad del servicio en el SDL	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio aprobadas en el plan de inversión	Trimestral	80%	100%	99%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por circuito	Trimestral	80%	121%	109%
		3) Mejora SADI por circuito	Trimestral	Seguimiento a un máximo de 30 circuitos por año	Reducción del 5% grupo de circuitos evaluados	Reducción del 5% grupo de circuitos evaluados y mejora en el 81% de ellos
		4) Mejora de SADI por circuito	Trimestral	Seguimiento a un máximo de 30 circuitos por año	Reducción del 5% grupo de circuitos evaluados	Reducción del 5% grupo de circuitos evaluados y mejora en el 87% de ellos
		5) Avisos de las interrupciones programadas 5a) Cobertura en medios de comunicación masivos 5b) Notificación a los usuarios industriales	Trimestral Trimestral	80% 80%	100% 97%	100% 99%
		6) Mejora en el desempeño de calidad individual 6a) DIU	Semestral	Mejora para el 90% de los usuarios del periodo evaluado (1000 mejores clientes atendidos por departamento)	NO APLICA	90.53%
	6b) FIU	Semestral	Mejora para el 90% de los usuarios del periodo evaluado (1000 mejores clientes atendidos por departamento)	NO APLICA	90.9%	
2	Confiabilidad en el STR	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión	Trimestral	80%	NO APLICA	NO APLICA*
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo	Trimestral	80%	98%	91%
3	Calidad de la Potencia eléctrica	1) Ejecución de inversiones aprobadas en el plan de inversión orientadas a la calidad de la potencia en los subtramos de nivel de tensión 4, 3 y 2	Trimestral	80%	100%	90%
4	Perdidas	1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas en el CONPES 3910/17 y CONPES 3933/18	Trimestral	80%	NO APLICA	138%
		2) Ejecución de proyectos de instalación de medida centralizada en los grandes consumidores incluidos en el plan de reducción de pérdidas	Trimestral	80%	134%	122%
		3) Ejecución de proyectos de aseguramiento de red incluidos en el plan de reducción de inversiones	Trimestral	80%	NO APLICA	NO APLICA*
		4) Ejecución de proyectos de instalación de medición para usuarios sin medidor y aseguramiento de la medida incluidos en el plan de reducción de pérdidas	Trimestral	80%	81.2%	58.8%
		5) Ejecución de campañas de normalización para clientes masivos (3,4,5 y 6, comercial, industrial regulados) incluidos en el plan de reducción de pérdidas	Trimestral	80%	108%	100%
		6) Ejecución de proyectos de instalación de macromedición incluidos en el plan de reducción de inversiones	Trimestral	80%	108%	88%
		7) Ejecución de inversión en gestión social incluidos en el plan de reducción de pérdidas	Trimestral	80%	100%	85%
		8) Ejecución de proyectos de normalización de la medición (instalaciones en barrios subnormales)	Trimestral	80%	144%	140%
5	Riesgo Eléctrico	1) Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del RSE TIE	Trimestral	80%	76.37%	71.8%
6	Atención al usuario	1) Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa	Trimestral	80%	100%	100%
		2) Efectuar seguimiento a la herramienta para solicitar turnos en línea para las oficinas de atención al cliente	Trimestral	80%	100%	100%
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Proyecto de identificación y caracterización de las condiciones de la empresa y de los usuarios de su mercado	Trimestral	80%	NO APLICA*	NO APLICA
		2) Construir e implementar un programa de RSE acorde a las necesidades identificadas en el primer diagnóstico	Trimestral	80%	100%	100%
8	Programa de Normalización gestión de pérdidas eléctricas y Cartera	1) Diseñar e implementar un programa de gestión social para la intervención de Barrios Subnormales (BSN), que permitan un mayor acercamiento y acompañamiento a los usuarios potenciales de las campañas de normalización con el fin de lograr la sensibilización y aceptación que se requiere	Trimestral	80%	131%	108.7%
		2) Diseñar e implementar un programa de gestión social para intervención en las Zonas de Déficit Gestión (ZDG), que permitan un mayor acercamiento y acompañamiento con la comunidad y mejorar los índices de retardo de estas áreas especiales	Trimestral	80%	133%	100.4%
9	Verificación del vínculo Cliente - Transformador y Fronteras de distribución** [2]	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA

[1] Indicador parcial eliminado con la adenda del PGLP.  
 [2] Objetivo adicionado con la adenda del PGLP.

## Evolución de Indicadores de Resultado Durante el Año 2023

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD EVALUACIÓN	Meta Indicador 2023	2023 Trimestre 1	2023 Trimestre 2
1	Continuidad del servicio en el SDL	1) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones	Anual	Menor o igual a "0"	NO APLICA	NO APLICA
		1a) Totales (regulatorio)	Semestral	Menor o igual a "0"	NO APLICA	-61.04%
		1b) Interrupciones no programadas	Anual	Menor o igual a "0"	NO APLICA	NO APLICA
		2) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la frecuencia de las interrupciones	Semestral	Menor o igual a "0"	NO APLICA	-63.34%
		2a) Totales (regulatorio) 2b) Interrupciones no programadas	Trimestral	Mayor o igual a 90%	94%	95%
2	Confiabilidad en el STR	1) Reducir la demanda no atendida no programada en todo el mercado de comercialización a nivel de STR	Anual	Menor o igual a "0"	NO APLICA	NO APLICA
		2) Reducir las horas de indisponibilidad en los activos del STR:	Anual	Menor o igual a 8%	NO APLICA	NO APLICA
		2a) Interrupciones no programadas	Anual	Menor o igual a 8%	NO APLICA	NO APLICA
		2b) Interrupciones programadas	Trimestral	Documental	CUMPLE	CUMPLE
		3) Gestión para la reducción de indisponibilidad de activos operados por terceros en el mercado de Aire:	Trimestral	Documental	CUMPLE	CUMPLE
3	Calidad de la Potencia eléctrica	3 a) Ajuste a los contratos de conexión de activos representados de terceros en el STR [1]	Trimestral	Documental	CUMPLE	CUMPLE
		3 b) Aplicación de protocolo de aprobación de consignaciones en el STR [1]	Trimestral	Documental	CUMPLE	CUMPLE
		1) Infraestructura para cumplimiento de la CREG 024 de 2005	Anual	Cumplido	NO APLICA	NO APLICA
		2) Mantener los niveles de tensión para:	Anual	Mayor o igual a 70%	NO APLICA	NO APLICA
		2a) Desviaciones estacionarias de Tensión	Anual	Mayor o igual a 70%	NO APLICA	NO APLICA
4	Pérdidas	2b) Interrupciones Transitorias [2]	Anual	Mayor o igual a 70%	NO APLICA	NO APLICA
		3) Mantener la distorsión armónica dentro de los estándares regulatorios.	Anual	Mayor o igual a 70%	NO APLICA	NO APLICA
		1) Reducir el índice de pérdidas	Anual	Menor o igual a "0"	NO APLICA	NO APLICA
5	Riesgo Eléctrico	2) Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización	Anual	Mayor o igual a 10%	NO APLICA	NO APLICA
		1) Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador	Anual	Mayor o igual a 0%	NO APLICA	NO APLICA
6	Atención al usuario	2) Ejecución de inversiones orientadas a la sustitución de red monohilo aprobadas en el plan de inversión	Trimestral	Mayor o igual a 80%	NO APLICA	NO APLICA
		1) Reducir el número de solicitudes de investigación por Silencio Administrativo Positivo (SAP) en contra de la empresa recibidas por la SSPD.	Anual	Mayor o igual a 0%	NO APLICA	NO APLICA
		2) Mejorar la calidad de las decisiones de los Recursos De Reposición.	Anual	Menor o igual a 0%	NO APLICA	NO APLICA
7	Responsabilidad Social Empresarial	3) Aumentar la cantidad de PQRs no presenciales	Semestral	Menor o igual a 0%	NO APLICA	CUMPLE
		1) Aumento del sentido de pertenencia de colaboradores.	Anual	Mayor o igual a 1	NO APLICA	NO APLICA
8	Programa de Normalización, gestión y Cartera	2) Mejora de la imagen ante los usuarios	Anual	Mayor o igual a 1	NO APLICA	NO APLICA
		1) Participar en todas las convocatorias PRONE, establecidas por el MME a lo largo de las diferentes vicencias.	Anual	Menor o igual a 0%	NO APLICA	NO APLICA
		2) Mejorar el índice de proyectos de normalización finalizados.	Anual	Mayor o igual a 75%	NO APLICA	NO APLICA
		3) Disminución del número de clientes en Barrios Subnormales dentro del mercado de comercialización	Anual	Mayor o igual a 100%	NO APLICA	NO APLICA
9	Verificación vínculo Cliente – Transformador y Fronteras de distribución [1]	4) Mejorar los índices de morosidad de las ZDG	Anual	Menor o igual a 100%	NO APLICA	NO APLICA
		1) Clientes verificados en cuanto al vínculo cliente-transformador	Trimestral	Mayor o igual a 80%	104%	101%
		2) Normalización de fronteras de distribución	Semestral	Mayor o igual a 20%	NO APLICA	NO APLICA

[1] Objetivo adicionado con la adenda del PGLP.

[2] Indicador de resultado eliminado con la adenda del PGLP.

➤ Para la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA S.A. E.S.P. – AFINIA

La evaluación del Programa de Gestión de Largo Plazo correspondiente al tercer trimestre de 2023, muestra un panorama favorable en cuanto al cumplimiento de los objetivos. En este periodo se evaluaron 15 indicadores parciales y 1 indicador de resultado; se observa un cumplimiento del

73% de los indicadores parciales y el cumplimiento del único indicador de resultado evaluado.

De acuerdo con los resultados obtenidos durante el tercer trimestre de 2023, se evidencia una disminución en la ejecución de inversiones, esto plantea desafíos significativos en la gestión de AFINIA en relación con los objetivos propuestos en el PGLP. Se identifican algunos aspectos por mejorar como el hecho de efectuar una planificación más sólida. De igual modo, se hace énfasis en la relevancia de dar cumplimiento al programa de mantenimiento, la gestión de pérdidas eléctricas y la ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR para asegurar la confiabilidad en su operación.

El indicador de ejecución de inversiones para mejorar la calidad de la potencia muestra una disminución significativa en el tercer trimestre. La brecha con la meta del indicador durante este trimestre resalta la necesidad de revisar y ajustar las estrategias de planeación en los proyectos.

### Evolución de Indicadores Parciales Durante el Año 2023

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2023	2023 Trimestre 1	2023 Trimestre 2	2023 Trimestre 3
1	Continuidad del servicio en el SDL	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	80%	95,82%	82,38%	66,28%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por circuito.	Trimestral	80%	117%	103%	101%
		3) Mejora SAIDI por circuito	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA	21% grupo de circuitos y el 77,5% de los circuitos cumplieron la meta	NO APLICA
		4) Mejora de SAIFI por circuito	Semestral	Mayor o igual a 0'	NO APLICA	38% grupo de circuitos y el 85% de los circuitos cumplieron la meta	NO APLICA
		5) Reducir los tiempos de atención de interrupciones no programadas.	Trimestral	74%	83,69%	75,89%	72,42%
		6) Avisos de las interrupciones programadas: 6a) Cobertura en medios de comunicación masivos 6b) Notificación a los usuarios industriales	Semestral Semestral	80% 100%	NO APLICA NO APLICA	90% 90,4%	NO APLICA NO APLICA
2	Confiabilidad en el STR	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	80%	148%	130%	105%
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo.	Trimestral	80%	99,6%	98,3%	98,3%
3	Calidad de la Potencia eléctrica	1) Ejecución de inversiones aprobadas en el plan de inversión orientadas a la calidad de la potencia en los activos de nivel de tensión 4, 3 y 2.	Trimestral	80%	83%	80%	51%
4	Pérdidas	1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.	Trimestral	90%	NO APLICA	0%	0%
		2) Ejecución Plan de Control de Pérdidas de Energía: incluye las actividades: a) Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios. b) Gestión de grandes consumidores. c) Instalación de Macromedida.	Trimestral	80%	92,7%	117%	124%
		3) Ejecución de Plan de Reducción de Pérdidas de Energía: incluye las actividades de: a) Instalación de medidores a usuarios sin medición. b) Sistema de medición centralizada AMI. c) Aseguramiento de la red.	Trimestral	80%	113%	86%	89%
		4) Ejecución plan de inversiones activas de uso dirigido a gestión de pérdidas.	Trimestral	80%	94,1%	85%	81%
5	Riesgo Eléctrico	1) Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del RETIE.	Trimestral	80%	100%	94,8%	97,9%
6	Atención al usuario	1) Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.	Trimestral	80%	103%	107%	80%
		2) Mantener el porcentaje de casos resueltos mediante el programa de atención al cliente en primer contacto del universo de casos que aplique.	Trimestral	Mayor o igual a 0'	37%	34%	33%
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Construir y establecer la línea de base del RSE.	Trimestral	80%	NO APLICA	NO APLICA	
		2) Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.	Trimestral	90%	100%	100%	100%
8	Programa de Normalización, gestión de pérdidas eléctricas y Cartera	1) Diseñar e implementar un programa de acompañamiento social para la implementación de los programas de pérdidas, normalización de subnormales y prepago, identificando aquellas acciones con foco en ZDG y BSN.	Trimestral	90%	98,85%	102%	101%

## Evolución de Indicadores de Resultado Durante el Año 2023

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2023	2023 Trimestre 1	2023 Trimestre 2	2023 Trimestre 3
1	Continuidad del servicio en el SDL	1) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones programadas y no programadas según la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018.					
		1a) Totales (regulatorio).	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		1b) Interrupciones no programadas.	Semestral	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	41.35%	NO APLICA
		2) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la frecuencia de las interrupciones programadas y no programadas según la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018.					
2	Confiabilidad en el STR	2a) Totales (regulatorio)	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2b) Interrupciones no programadas	Semestral	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	28.64%	NO APLICA
		3) Informar a los usuarios las interrupciones programadas.	Semestral	100% +/- 10%	NO APLICA	97%	NO APLICA
		1) Reducir la demanda no atendida no programada en todo el mercado de comercialización a nivel de STR	Anual	Menor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
3	Calidad de la Potencia eléctrica	2) Reducir las horas de indisponibilidad en los activos del STR:					
		2a) Interrupciones no programadas	Anual	Menor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2b) Interrupciones programadas	Anual	Menor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		1) Infraestructura para el registro de calidad de potencia, cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2005.	Anual	90%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
4	Pérdidas	2) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de desviaciones estacionarias de tensión e interrupciones transitorias.					
		2a) Desviaciones estacionarias de Tensión.	Anual	70%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2b) Interrupciones Transitorias.	Anual	70%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		3) Mantener la distorsión armónica dentro de los estándares regulatorios.	Anual	70%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
5	Riesgo Eléctrico	1) Reducir el índice de pérdidas	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2) Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
6	Atención al usuario	1) Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2) Ejecución de inversiones orientadas a la sustitución de red monoháse aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	80%	0%	68.1%	80.8%
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Reducir el número de sanciones por Silencio Administrativo Positivo (SAP) aplicadas por la SSPD.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2) Mejorar la calidad de las decisiones de los Recursos De Reposición	Anual	Menor o igual a 49%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
8	Programa de Normalización, gestión de pérdidas eléctricas y Cartera	1) Aumento del sentido de pertenencia de colaboradores.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2) Mejora de la imagen ante los usuarios.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		1) Disminuir el número de clientes en Borneos Subnormales.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		2) Implementación de sistema de medición prepago.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
		3) Reducción de Cartera.	Anual	Mayor o igual a '0'	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA

**2. De acuerdo con los resultados y conclusiones de dichos informes de seguimiento, ¿en qué horizonte de tiempo se prevé una reducción en los componentes de la tarifa de energía de los usuarios de estas empresas relacionados con la recuperación de la situación financiera y saneamiento de los pasivos?**

Antes de atender puntualmente su requerimiento, es pertinente indicar que ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. fue el operador de red y comercializador de energía eléctrica en el mercado Costa Caribe conformado por los 7 departamentos de la costa caribe. Una vez finalizado el proceso de búsqueda de la solución empresarial para garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la región Caribe, se obtuvieron dos mercados resultantes denominados Caribe Mar y Caribe Sol que iniciaron operaciones en el mes de octubre de 2020:

Operador de Red	Mercado	Departamentos
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. (AFINIA)	CARIBE MAR	Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar
AIR-E S.A.S. E.S.P.	CARIBE SOL	Magdalena, La Guajira y Atlántico

Sea lo primero aclarar que las tarifas de energía eléctrica que cobran las empresas a sus usuarios en un mercado regulado, se enmarcan dentro del esquema de régimen regulado establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), lo que quiere decir que el regulador define la metodología y las fórmulas con las que se remuneran las actividades inherentes a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Lo anterior implica que las empresas tienen un límite regulatorio para definir el precio por kilovatio hora (\$/kWh) que cobrarán a sus usuarios, a excepción que se trate de usuarios no regulados que, debido a su alto consumo y el cumplimiento de otras condiciones establecidas por la CREG, pueden negociar libremente los componentes de Generación y Comercialización de las tarifas con los comercializadores de energía eléctrica del país.

La Resolución CREG 119 de 2007, que derogó a la Resolución CREG 031 de 1997, marcó el inicio del periodo tarifario que actualmente se aplica en Colombia y define la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica en el SIN, y que es complementada y modificada a través de resoluciones expedidas por la CREG.

El régimen tarifario aplicable en Colombia indica que las empresas comercializadoras de energía eléctrica del SIN deben aplicar mensualmente la metodología tarifaria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). A través de esta metodología se obtiene el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) compuesto por la suma de seis componentes: Generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R):

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

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

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

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

Es preciso resaltar que adicionalmente a las variaciones de estos componentes de manera mensual, se dieron incrementos importantes en los componentes de Comercialización (Cv) y Pérdidas (PR), lo anterior como consecuencia de la aplicación del régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe (Resolución MME 40272 de 2020, Resolución CREG 188 de 2020 y Resolución CREG 010 de 2020) en atención a la Ley 1955 de 2019.

#### ***Régimen Transitorio especial para la región Caribe:***

El artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, estableció un régimen transitorio con el fin de asegurar la prestación eficiente y sostenible del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la costa caribe. En cumplimiento de lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 010 de 2020, en la cual de manera general se establece:

1. El cálculo de la variable AOM Base, AOM Pérdidas y AOM del total reconocido.
2. Presentación de los planes de inversión de los que trata la Resolución CREG 015 de 2018.
3. Pérdidas eficientes para la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.
4. Pérdidas reconocidas para la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.
5. Modificación transitoria del art. 14 de la Resolución CREG 119 de 2007 en el cual se establece la fórmula para el cálculo del componente de Pérdidas.
6. Indicadores de referencia de calidad media y calidad mínima garantizada.
7. Metas de calidad del servicio.
8. Transición entre los esquemas de calidad del servicio.
9. Porcentajes de reducción anual de indicadores de referencia de calidad media.
10. Remuneración de la actividad de distribución mientras se aprueban los ingresos anuales.
11. Remuneración de la actividad de comercialización.

Los incrementos evidenciados en el componente de Pérdidas (PR) del Costo Unitario de Prestación de Servicio (CU) de las empresas CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P – AFINIA y AIR-E S.A.S. E.S.P, obedecen a la expedición y aplicación de las Resoluciones CREG 078 y 079 de 2021 que corresponden a la entrada en vigencia de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución expedida por la CREG en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, y a la aplicación del régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe (Resolución CREG 010 de 2020).

De manera general, la entrada de estas metodologías actualiza los porcentajes de pérdidas reconocidas para referir al STN (IPR) y permite a la empresa incluir en el componente de Pérdidas la variable CPROG y un valor delta de pérdidas ( $\Delta GT$ ).

En línea con lo anterior y en cumplimiento de las disposiciones, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución MME 40272 de 2020, la cual indicó las modificaciones aplicar en el cálculo del componente de Comercialización, estableciendo:

1. El incremento del 20% del costo base de comercialización (Cfj) vigente en el año 2020.
2. Adicionar 300 puntos básicos al resultado del cálculo del riesgo de cartera (RCi,j,m).

Así mismo, definió las reglas de aplicación de lo antes mencionado, indicando:

1. La fecha máxima (1 de diciembre de 2020) para que la Comisión realizará las actualizaciones de los cargos particulares de comercialización actualmente aplicables para el prestador o los prestadores que atiendan el mercado que fuere operado por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019
2. El prestador o los prestadores actualizarán el resultado del cálculo de riesgo de cartera, según la disposición dada en la resolución.
3. La actualización del costo base de comercialización y cálculo del riesgo de cartera se iniciarían con la firmeza de la resolución expedida por la Comisión.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión de Regulación el 1 de octubre de 2020 expidió la Resolución CREG 188 de 2020 *“Por la cual se modifica el costo base de comercialización del mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. establecido en la Resolución CREG 036 de 2015”*, en donde establece los nuevos valores del costo base de comercialización e indica que estos cargos estarán vigentes por un término de 5 años, o hasta la expedición de una nueva metodología de comercialización.

Lo anterior, generó un incremento de aproximadamente 20\$/kWh en el componente de Comercialización calculado y publicado a partir del mes de noviembre de 2020 por la de las empresas CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P – AFINIA y AIR-E S.A.S. E.S.P.

Así las cosas, teniendo en cuenta la respuesta dada a la pregunta No. 1, se aclara que los Programas de Gestión de Largo Plazo – PGLP, suscritos con las empresas AIR-E S.A.S E.S.P y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A. E.S.P. – AFINIA, no se hace un seguimiento a la tarifa de energía de las mencionadas empresas, reiterando que la tarifa está reglamentada mediante un régimen establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión

de Energía se encarga de realizar vigilancia a la aplicación de la metodología tarifaria establecida para tal fin.

3. ***Sírvase informar sobre la situación financiera de comercializadoras de energía que han reportado dificultades de liquidez y el impacto que esto puede generar en la prestación del servicio y en la tarifa de energía.***
4. ***Sírvase informar el impacto de dichas conductas en la situación financiera de las electrificadoras y empresas que prestan el servicio de energía eléctrica.***

Al respecto de las preguntas 3 y 4, nos permitimos comunicar que la información solicitada no se encuentra certificada al Sistema Único de Información SUI, por tal razón nos permitimos dar traslado por competencia a las empresas para que den respuesta directa a los honorables senadores. Se adjuntan los radicados con los cuales se realizó el traslado a las empresas:

20242200680831,20242200680841,20242200680851,20242200680861,20242200680871,20242200680881,20242200680891,20242200680901,20242200680911,  
20242200680921,20242200680931,20242200680941,20242200680951,20242200680961,20242200680971,20242200680981,20242200680991,20242200681001,  
20242200681011,20242200681021,20242200681031,20242200681041,20242200681051,20242200681061,20242200681071,20242200681081,20242200681091, 20242200681101.

Respecto a la pregunta ***Sírvase compartir cifras con corte a diciembre de 2023, y de ser posible de enero 2024, de pérdidas de energía y actividades fraudulentas en el consumo de energía.***

Antes de dar trámite a la solicitud remitida es importante recordar que las funciones de la SSPD en el marco del Decreto 1369 de 2020 son vigilar, inspeccionar y controlar el cumplimiento por parte de los vigilados de las disposiciones que regulan la debida prestación de los servicios públicos domiciliarios y la protección de los usuarios. De igual forma, que el marco regulatorio aplicable a su consulta es el siguiente:

#### **Contexto regulatorio**

Respecto al marco regulatorio en torno a las pérdidas de energía en el sistema de distribución, iniciamos indicando que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG, mediante la Resolución CREG 015 de 2018, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – SIN. En dicho Acto Administrativo, en el Capítulo 7 del Anexo General, el regulador establece las disposiciones regulatorias en torno a los índices de pérdidas, su determinación y cálculo, y la gestión de pérdidas y su remuneración.

En particular se destaca lo dispuesto en el numeral 7.1.4.1 el cual presenta la metodología de cálculo del denominado ***Índice de Pérdidas Totales (IPT)***. Este índice corresponde a las pérdidas totales de energía en un mercado de comercialización calculada a partir información de flujos de energía capturada en las fronteras comerciales de los operadores de red, en adelante OR, que se encuentran registradas en el ASIC para todos los niveles de tensión. Es de aclarar que este índice captura, como su nombre lo indica, la totalidad de las pérdidas del sistema, incluyendo las pérdidas técnicas y no técnicas. Así mismo, no es posible realizar con precisión la desagregación entre pérdidas técnicas y no técnicas a partir de esta misma fórmula.

Este índice representa el marco de referencia para el seguimiento y monitoreo de las pérdidas de energía de los operadores de red y es actualizado anualmente de manera vencida durante el mes de abril de cada año y es reportado a la plataforma del Sistema Único de Información (SUI). Lo anterior, se debe a que por la misma naturaleza de la fórmula a partir de la cual se calcula el IPT, el cálculo del índice a corte de diciembre de cada año se calcula tres meses después, es decir, en marzo del año siguiente.

De esta manera, esta Superintendencia cuenta con información del IPT de los OR desde 2019 hasta el año 2022, a excepción de AIR-E y AFINIA, los cuales por disposiciones regulatorias de la Resolución CREG 010 de 2020 entraron al marco de la Resolución CREG 015 de 2018 desde el año 2021. El detalle de esta información puede ser encontrado en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** a corte de diciembre de 2022. La información asociada al IPT a corte de diciembre de 2023 podrá ser consultada durante el mes de abril de 2024.

Tabla 1 Índice de Pérdidas Totales a nivel nacional. Valores dados en porcentaje (%).

EMPRESA	2019	2020	2021	2022
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA S.A. E.S.P.	30.48	31.97	29.50	29.50
AIR-E S.A.S. E.S.P.			30.62	26.47
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			28.30	25.56
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	21.92	23.63	26.47	25.41
EMPRESA DE ENERGIA DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	18.29	18.21	19.66	22.86
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	17.96	18.77	20.80	20.80
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.		17.43	20.01	19.97
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	8.90	11.20		17.40
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	16.18	16.18	18.27	16.66
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	19.50	18.00	16.10	16.10
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	14.86	15.20	15.65	15.31
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	12.82	14.13	14.00	13.51
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	12.28	12.58	14.16	13.48
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. (TOLIMA)	15.89	14.20	13.42	12.88
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	12.42	12.85	13.17	12.73
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. (CARTAGO)	18.24	16.22	12.89	12.30
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	11.16	11.03	11.40	12.07
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	10.02	11.70	12.35	11.40
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	11.44	10.06	10.28	10.76
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C. E.S.P.		10.52	10.06	9.60
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. (VALLE)	8.99	9.12	9.71	9.36
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. (PEREIRA)	9.19	9.40	9.13	8.80
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	8.48	8.43	8.89	8.20
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	8.26	8.42	8.74	8.10
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	7.00	7.03	7.99	8.01
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	7.77	8.57	8.31	7.91
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	7.35	8.30	7.97	7.48
RUITOQUE S.A. E.S.P.		1.90		2.70

Aquella información que se encuentra ausente corresponde a reportes que no ha gestionado el operador de red ante el SUI, y sobre los cuales se viene realizando las revisiones correspondientes por parte de esta SSPD. Así mismo, en esta tabla no se contempla el operador Empresa de Energía del Valle del Sibundoy EMEVASI S.A. E.S.P. por falta general de reporte de información.

Respecto a la segunda parte de la consulta, la regulación no define lineamientos de reporte de información más allá de lo definido en el capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018. De esta manera, la información con la que cuenta esta Superintendencia son los índices de pérdidas y la remuneración por gestión. No obstante, se han realizado acercamientos con los operadores de red con el fin de indagar la gestión que se encuentran realizando y las dificultades al respecto.

Durante estos espacios se ha logrado evidenciar que en particular en regiones tales como la Región Caribe, existen principalmente *problemas de conexiones* irregulares a las redes eléctricas de las empresas AIR-E y AFINIA, pero también existen otras dificultades hacia otras áreas geográficas, tales como, *problemas de orden público* en regiones de los departamentos del: Cauca, Arauca, Caquetá, Nariño, Norte de Santander, Bolívar, y Córdoba, entre otras. Estas dos problemáticas hacen parte de la categoría de pérdidas no técnicas de las cuales no se cuentan con insumos de información suficientes para generar un análisis riguroso de su influencia en las pérdidas por operador.

En conclusión, desde esta Superintendencia se está al tanto de las diferentes problemáticas que dificultan la gestión de pérdidas de operadores, dentro de las que se encuentra las mencionadas conexiones irregulares, y los problemas orden público, por lo que se está evaluando estrategias de trabajo interinstitucional para brindar apoyo sobre todo en este segundo ámbito. Sin embargo, al momento, no se cuenta con el insumo para realizar el análisis requerido por operador de red para generar cifras de la influencia que cada problemática tiene en las pérdidas totales.

ii) En cuanto "*actividades fraudulentas de consumo de energía*"

Es importante aclarar que en temas de servicios públicos domiciliarios lo encontramos como el tipo penal denominado "*defraudación de fluidos*", el cual está señalado en el artículo 256 de la Ley 599 de 2000, con las penas aumentadas por el artículo 14 de la Ley 890 de 2014, establece lo siguiente:

**"Artículo 256. Defraudación de fluidos.** *El que mediante cualquier mecanismo clandestino o alterando los sistemas de control o aparatos contadores, se apropie de energía eléctrica, agua, gas natural, o señal de telecomunicaciones, en perjuicio ajeno, incurrirá en prisión de dieciséis (16) a setenta y dos (72) meses y en multa de uno punto treinta y tres (1.33) a ciento cincuenta (150) salarios mínimos legales mensuales vigentes".*

Respecto de la defraudación de fluidos la Oficina Asesora Jurídica se pronunció a través del Concepto Jurídico SSPD-OJ-2018-527, en los siguientes términos:

*"(...) En relación con lo anterior, la Corte Constitucional, en Sentencia T-334 de 2001, ha expresado que el ordenamiento jurídico habilita a las empresas de servicios públicos "...a suspender el servicio, a declarar resuelto el contrato de suministro del servicio de energía eléctrica, a proceder al corte del servicio y a promover **contra el usuario fraudulento** la acción penal correspondiente al delito de hurto. (...).*

En esa medida, y realizada la respectiva denuncia penal por parte del prestador afectado, **la Jurisdicción Penal Ordinaria podrá sancionar a los usuarios fraudulentos** que se hayan conectado o reconectado para obtener de forma ilegal un servicio domiciliarios, con penas que van entre los dieciséis (16) y setenta y dos (72) meses, y multas que oscilan entre el uno punto treinta y tres (1.33) y los ciento cincuenta (150) salarios mínimos legales mensuales vigentes, se repite, sin perjuicio de la recuperación de consumos que realice el prestador, y la eventual suspensión y terminación del servicio por tal causa (...). (La expresión resaltada y subrayada entiéndase por fuera de texto original).

Adicionalmente, frente a este tema se pronunció esta Superintendencia mediante Concepto SSPD-OJ-2020-610 indicando que **“además de la suspensión y corte del servicio por causa de fraude, las empresas de servicios públicos pueden adelantar la acción penal por defraudación de fluidos y las actuaciones correspondientes con el fin de buscar el pleno resarcimiento económico por los perjuicios derivados de cualquiera de esas conductas”**. (La expresión resaltada y subrayada entiéndase por fuera de texto original).

Ahora bien, en lo que concierne a la configuración de la conducta punible del tipo penal analizado, recientemente por la Oficina Asesora Jurídica mediante Concepto SSPD-OJ-2022-195 señaló que, **“(…), la autoridad competente para llevar a cabo la investigación pertinente para determinar la ocurrencia del señalado delito, es la Fiscalía General de la Nación, mientras que deberán ser los jueces de la República quienes conozcan del caso específico, con el propósito de determinar si efectivamente se configuró el tipo penal aludido, a través de la conducta que se menciona en la consulta, con las consecuencias de tipo penal que ello acarrea. Por tal motivo, es claro que corresponde al prestador efectuar la denuncia pertinente ante la autoridad penal, por el hurto del servicio a través del uso de acometidas fraudulentas”**.

Lo anterior, sin perjuicio de que en el mismo concepto se considerara **“que la defraudación de fluidos se puede presentar (i) cuando una persona se conecta de manera “irregular” a las redes del prestador y de esta manera obtiene de forma fraudulenta el servicio, o (ii) cuando existiendo la conexión legal del mismo, se realizan maniobras fraudulentas por parte del suscriptor o usuario del servicio, para alterar el dispositivo de medida, o para reconectar de forma ilegal el servicio”**.

En ese sentido, el autor de la conducta punible de defraudación de fluidos puede ser cualquier persona que, en perjuicio ajeno, se apropie de energía eléctrica, agua, gas natural, o señal de telecomunicaciones, mediante cualquier mecanismo clandestino o alterando los sistemas de control o aparatos contadores.

En los anteriores términos, damos por atendida su comunicación.

Cordialmente,



**DAGOBERTO QUIROGA COLLAZOS**  
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Proyectó: Noel Andrés Cardozo – Contratista DTGE  
Luis Fabián Sanabria - Profesional Especializado DTGE  
Oscar Iván Torres – Profesional Especializado DTGE  
Revisó: Jairo Andrés Blandón – Profesional Especializado DTGE  
Diego Fernando Borda - Coordinador Comercial DTGE  
Jhon Cristian Giraldo – Coordinador Técnico Operativo DTGE  
Luis Adolfo Vargas – Director Técnico de Gestión de Energía (E)  
Ana Melissa Almario Patarroyo – Asesora de Despacho del Superintendente,  
Aprobó: Sandra Milena Téllez – Superintendente Delegada para Energía y Gas Combustible

Expedientes: 2024220380800240E