



Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios



PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO DE LARGO PLAZO

**SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
DOMICILIARIOS – CARIBEMAR DE LA COSTA SAS ESP (AFINIA)**

**INFORME DE SEGUIMIENTO No. 17
PRIMER TRIMESTRE DE 2025**

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	ANTECEDENTES DEL PGLP	5
3	EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES	7
3.1	RESULTADOS DE LOS INDICADORES PARCIALES	9
3.2	RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE RESULTADO	10
4	CONCLUSIONES.....	12
5	RECOMENDACIONES	22

ANEXO 1. SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES PRIMER TRIMESTRE 2025

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo con las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica del mercado de la Región Caribe y cuya parte de la prestación del servicio fue adjudicada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. mediante subasta a la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con marca AFINIA, se estableció la necesidad por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de hacer un seguimiento detallado a los compromisos adquiridos por parte de la citada empresa, especialmente en materia de inversiones y de mejora de la prestación del servicio para los departamentos y municipios que hacen parte del mercado de comercialización adjudicado: departamentos de Bolívar, Córdoba, Cesar, Sucre y 11 municipios del Magdalena (El Banco, Guamal, San Sebastián de Buenavista, Santa Ana, Pijiño del Carmen, San Zenón, Santa Bárbara del Pinto, Ariguaní, Sabanas de San Ángel, Algarrobo, y Nueva Granada) y algunos usuarios ubicados en los municipios de Repelón y Manatí del departamento del Atlántico y La Jagua del Pilar en el departamento de La Guajira.

Como resultado de lo anterior, el día 17 de diciembre de 2020 se suscribió un Programa de Gestión de Largo Plazo -PGLP- entre la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -Superservicios o SSPD- y la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - AFINIA, de común acuerdo y cuyo plazo máximo de cumplimiento es hasta el 31 de diciembre de 2025.

Así mismo, en el desarrollo del PGLP y como fue previsto en su estructuración, de común acuerdo se suscribió el 13 de julio de 2022 la Adenda No. 1 en la cual se realizaron ajustes a algunos de los indicadores parciales y de resultado o la descripción de sus fórmulas.

Los objetivos que se persiguen con el programa de gestión acordado de largo plazo son los siguientes:

1. 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.
2. Mejorar la confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR, en cuanto a reducir la magnitud de la demanda no atendida.
3. Mejorar la calidad de la potencia, relacionado con el perfil de tensión y distorsión armónica total en activos de los niveles de tensión II, III, IV.
4. Reducir las pérdidas de energía.
5. Reducir el número de accidentes de origen eléctrico.
6. Mejorar las condiciones de atención al usuario.
7. Implementar la política de responsabilidad social empresarial.
8. Reducir los usuarios de áreas especiales, especialmente de los barrios subnormales (BSN) y las Zonas de Difícil Gestión (ZDG).

Para cumplir estos objetivos, se definieron los compromisos que debe ejecutar el prestador, los cuales son valorados con indicadores parciales y de resultado, en concordancia con las metas y plazos acordados.



**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**

En este sentido, la Superservicios realiza el seguimiento al cumplimiento del PGLP a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía -DTGE-, con base en los informes trimestrales presentados por el prestador, entregados a la Superservicios dentro de los treinta (30) días calendario posteriores a la finalización de cada periodo evaluado, así como la demás información que considere pertinente para cumplir esta labor encargada.

El resultado del seguimiento realizado por la DTGE se consigna en informes que la Superservicios ha decidido socializar con la comunidad y las instituciones interesadas, con el fin de poder brindar la información necesaria y permanente de la mejora en las condiciones de prestación del servicio en el mercado atendido por AFINIA.

El presente informe muestra los antecedentes del PGLP suscrito entre la Superservicios y AFINIA y los avances obtenidos en los periodos anteriores de seguimiento de PGLP.

Posteriormente, se presenta el seguimiento al cumplimiento del programa durante el primer trimestre de 2025 y los resultados de evaluación de los indicadores, seguido de las conclusiones del informe de seguimiento y las recomendaciones planteadas.

Por otro lado, en el Anexo 1 se muestran los resultados en detalle de la evaluación para cada uno de los indicadores de seguimiento tanto parciales como de resultado, acompañados de su respectivo análisis.

2 ANTECEDENTES DEL PGLP

La Superservicios, en cumplimiento de sus funciones, y dadas las condiciones de prestación del servicio en el mercado atendido por la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., ordenó la toma de posesión de los bienes, haberes y negocios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., mediante la Resolución SSPD No. 20161000062785 del 14 de noviembre de 2016, y posteriormente a través de la Resolución SSPD No. 20171000005985 del 14 de marzo de 2017 determinó que la toma de posesión de la empresa tendría fines liquidatorios, disponiendo una etapa de administración temporal, con el fin de salvaguardar la prestación del servicio.

En este ejercicio se adelantaron diferentes acciones para definir el mecanismo de solución empresarial para determinar el prestador o prestadores del servicio en el mercado en cuestión, proceso que culminó con la segmentación del mercado de Electricaribe en dos mercados, denominados Caribemar y Caribesol, y su posterior adjudicación a dos compañías, cada una a cargo de la operación de tales segmentos de mercado. En este orden, el 30 de marzo de 2020 Electricaribe (el Vendedor) y EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. –EPM E.S.P.– (el Comprador) suscribieron un contrato de adquisición de acciones para el segmento denominado CaribeMar por el 100% de las acciones en el capital de CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con marca AFINIA.

Posterior a la adjudicación, se realizaron las diferentes actividades entre los prestadores mencionados, así como los demás trámites necesarios para que AFINIA pudiera iniciar la prestación del servicio. Desde el 1 de octubre de 2020 AFINIA realiza las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, en el mercado de comercialización denominado Caribe Mar y que comprende los departamentos Bolívar, Córdoba, Cesar, Sucre y 11 municipios del Magdalena (El Banco, Guamal, San Sebastián de Buenavista, Santa Ana, Pijiño del Carmen, San Zenón, Santa Bárbara del Pinto, Ariguani, Sabanas de San Ángel, Algarrobo, y Nueva Granada) y algunos usuarios ubicados en los municipios de Repelón y Manatí del departamento del Atlántico y La Jagua del Pilar en el departamento de La Guajira.

De manera paralela y como se manifestó en la parte introductoria, la Superservicios identificó la necesidad de suscribir un programa de gestión acordado de largo plazo para establecer compromisos en la mejora de la prestación del servicio. En este sentido, desde el momento de adjudicación del mercado, se inició la revisión y estructuración de los compromisos y metas de dicho programa, enmarcadas al cumplimiento de los 8 objetivos identificados como aspectos de mejora necesarios para los usuarios y el mercado.

Acordados y concertados los compromisos, indicadores, metas y plazos, el 17 de diciembre de 2020 se suscribió entre la Superservicios y AFINIA el Programa de Gestión de Largo Plazo, con plazo máximo de cumplimiento hasta el 31 de diciembre de 2025; el documento y la matriz de indicadores se encuentran publicados en el siguiente enlace:

<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>.



**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**



En resumen, el PGLP busca que el prestador cumpla los objetivos del programa y para ello el seguimiento se realizará a través de indicadores parciales y de resultado. Es preciso aclarar que los indicadores parciales apuntan a la consecución de los indicadores de resultados, pero algún incumplimiento en los primeros no determina el incumplimiento de los segundos, sino que permite generar las alertas tempranas para que se tomen los correctivos que lleven al final del periodo a cumplir con el resultado esperado. El PGLP fue definido entonces con 20 indicadores parciales y 23 indicadores de resultado con los que se espera cumplir con los 8 objetivos principales para la mejora de prestación del servicio en el periodo de 2021 a 2025 por parte de AFINIA.

3 EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES

En cumplimiento de lo previsto frente al seguimiento del PGLP, a la fecha CARIBEMAR S.A.S. E.S.P., en adelante AFINIA, ha remitido los informes trimestrales correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de marzo de 2025. Estos informes fueron objeto de revisión y análisis por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía -DTGE-, y cuyos resultados han sido publicados y pueden ser consultados a través del vínculo:

<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>.

En general, del seguimiento a los compromisos se ha observado un cumplimiento del PGLP, sin embargo, en el segundo informe del año 2021 se identificó una alerta en el indicador de *“Ejecución de Inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019”* dado que se incumplía por segunda vez.

En el seguimiento al tercer informe del año 2021, se observó que fue reiterativo el incumplimiento de los indicadores parciales correspondientes a la, *“Ejecución del Plan de Reducción de Pérdidas y Ejecución de plan de inversiones en activos de uso dirigidos a gestión de pérdidas”* generando una alerta temprana.

Frente al cumplimiento de los indicadores parciales del objetivo de reducción de pérdidas, en reunión con el prestador el 15 de diciembre de 2021, se informó sobre el estado actual de dicho objetivo y la necesidad de presentar por parte de AFINIA las acciones correctivas para mejorar el desempeño en este punto. Sumado a lo anterior, con el reiterado incumplimiento de dichos indicadores en el tercer informe, se activó un comité especial de seguimiento con el fin de que el prestador focalice y refuerce acciones correctivas, y presente tales resultados de manera mensual a dicho comité.

Dicho comité de seguimiento permanece activo a la fecha, al cual le fue incorporado el seguimiento al indicador de *“Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión”*, teniendo en consideración los resultados evaluados a la empresa en el informe del cuarto trimestre de 2022.

De otra parte, con radicado SSPD 20215292193062 del 13 de agosto de 2021, AFINIA remitió en cumplimiento de lo previsto en el PGLP la solicitud de modificación de proyectos considerando la aprobación de cargos particulares al prestador mediante la Resolución CREG 025 de 2021 y CREG 079 de 2021. Sin embargo, tales ajustes se efectúan a partir de tercer informe de seguimiento del PGLP del año 2021, considerando que la aprobación de los cargos particulares quedó en firme en ese periodo.

Según las condiciones generales para el seguimiento de los indicadores, establecida en el Programa de Gestión de Largo Plazo, si un indicador parcial presenta incumplimiento en dos o más periodos de evaluación en un mismo año, este se considera en estado de alerta. De acuerdo con lo anterior, para el cuarto trimestre de 2024 presentaron dicho estado los siguientes indicadores:

1.6b) Avisos de las interrupciones programadas: Notificación a los usuarios industriales.

4.1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.

4.2) Ejecución Plan de Control de Pérdidas de Energía.

5.1) Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del RETIE.

7.2) Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.

Para el horizonte de evaluación de este documento comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de marzo de 2025, AFINIA remitió el informe correspondiente mediante la siguiente comunicación:

RADICADO SSPD	FECHA	DESCRIPCIÓN
20255291763412	02/05/2025	REPORTE 1ER TRIMESTRE 2025 PGLP DE CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P - FOLIOS 06

Tras la revisión de la información inicialmente enviada, el equipo encargado de la elaboración del informe de seguimiento realizó un requerimiento adicional de información mediante el Radicado SSPD No. 20262202367281, del 26 de mayo de 2026. La información solicitada fue enviada por AFINIA mediante el radicado relacionado a continuación:

RADICADO	FECHA	DESCRIPCIÓN
20265292589762	17/06/2026	REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN PLAN DE GESTIÓN DE LARGO PLAZO - 1ER, 2DO, 3ER Y 4TO TRIMESTRE DEL 2025

A partir de dicha información y de la información del SUI y de XM Compañía en Expertos en Mercados S.A. E.S.P se verificó el estado de cumplimiento de los indicadores.

En las siguientes secciones se presenta el resumen de los resultados al seguimiento de los indicadores evaluados en el primer trimestre de 2025, de igual manera se muestra el resumen de la evolución de los indicadores parciales y de resultado con corte al trimestre en referencia. En las tablas resumen de la evolución de los indicadores de seguimiento (Tabla 1 y Tabla 2), se resaltan en color verde los indicadores que cumplen la meta, mientras que en color rosa aquellos que la incumplen.

3.1 RESULTADOS DE LOS INDICADORES PARCIALES

Tabla 1. Evolución de indicadores parciales durante el año 2025

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
1	Continuidad del servicio en el SDL	1) Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	182%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por circuito.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	100,15%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		3) Mejora SAIDI por circuito.	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		4) Mejora de SAIFI por circuito.	Semestral	Mayor o igual a cero	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		5) Reducir los tiempos de atención de interrupciones no programadas.	Trimestral	82%	88,82%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		6a) Avisos de las interrupciones programadas: Cobertura en medios de comunicación masivos.	Semestral	Mayor o igual al 80%	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		6b) Avisos de las interrupciones programadas: Notificación a los usuarios industriales.	Semestral	100%	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
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	Mayor o igual al 80%	87,9%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		2) Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	100%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
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	Mayor o igual al 80%	104,68%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
4	Pérdidas	1) Ejecución de inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	SIN RESULTADO ²	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		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	Mayor o igual al 80%	3,6%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		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	Mayor o igual al 80%	SIN RESULTADO ²	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		4) Ejecución plan de inversiones activos de uso dirigido a gestión de pérdidas.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SIN RESULTADO ²	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
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	Mayor o igual al 80%	SIN RESULTADO ²	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴

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	Mayor o igual al 80%	40%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
		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 cero	36,47%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Construir y establecer la línea de base del RSE.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³
		2) Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.	Trimestral	Mayor o igual al 90%	70%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴
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	Mayor o igual al 90%	35,6%	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴	PENDIENTE ⁴

3.2 RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE RESULTADO

Tabla 2. Evolución de indicadores de resultado durante el año 2025

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
1	Continuidad del servicio en el SDL	1a) 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	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		1b) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones no programadas.	Semestral	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2a) 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:	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2b) Mejorar la continuidad del servicio en cuanto a la duración de las interrupciones no programadas.	Semestral	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		3) Informar a los usuarios las interrupciones programadas.	Semestral	Mayor o igual al 95%	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
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 ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Reducir las horas de indisponibilidad en los activos del STR: a) Interrupciones no programados	Anual	Menor o igual a "0%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Reducir las horas de indisponibilidad en los activos del STR: b) Interrupciones programados	Anual	Menor o igual a "0%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
3	Calidad de la Potencia eléctrica	1) Infraestructura para el registro de calidad de potencia, cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2005.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2a) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de Desviaciones Estacionarias de Tensión.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2b) Mantener los niveles de tensión dentro de los estándares regulatorios para valores de Interrupciones Transitorias.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	Meta Indicador 2025	2025 Trimestre 1	2025 Trimestre 2	2025 Trimestre 3	2025 Trimestre 4
		3) Mantener la distorsión armónica dentro de los estándares regulatorios.	Anual	Mayor o igual al 90%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
4	Pérdidas	1) Reducir el índice de pérdidas	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
5	Riesgo Eléctrico	1) Disminuir del número de accidentes de origen eléctrico en el sistema eléctrico del operador.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Ejecución de inversiones orientadas a la sustitución de red monohilo aprobadas en el plan de inversión.	Trimestral	Mayor o igual al 80%	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³	SUPERADO ³
6	Atención al usuario	1) Reducir el número de sanciones por Silencio Administrativo Positivo (SAP) aplicadas por la SSPD.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Mejorar la calidad de las decisiones de los Recursos De Reposición.	Anual	Menor o igual a "37%"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
7	Responsabilidad Social Empresarial	1) Aumento del sentido de pertenencia de colaboradores.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Mejora de la imagen ante los usuarios.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
8	Programa de Normalización, gestión de pérdidas eléctricas y Cartera	1) Disminuir el número de clientes en Barrios Subnormales.	Anual	Mayor o igual a "16.000"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		2) Implementación de sistema de medición prepago.	Anual	Mayor o igual a "0"	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴
		3) Reducción de Cartera.	Anual	Menor o igual al 86,7%	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	NO APLICA ¹	PENDIENTE ⁴

¹ El indicador no debe evaluarse en el periodo indicado.

² No es posible evaluar el resultado del indicador.

³ Indicador superado, no requiere evaluación.

⁴ Indicador pendiente por evaluar en los periodos siguientes.

4 CONCLUSIONES

Objetivo 1. 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.

Generales

Se alcanza el cumplimiento en los indicadores de mantenimiento de circuitos priorizados y de los tiempos de atención de interrupciones no programadas, lo cual redunda en el mejoramiento de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

Indicador parcial 1.1. Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio aprobadas en el plan de inversión

La SSPD propició varias reuniones para solicitar un alcance de la información originalmente guardada en el respectivo DRIVE creado por AFINIA para este fin. Dichas reuniones se llevaron a cabo los días 4 y 6 de noviembre de 2025, allí la SSPD solicitó información adicional para completar lo establecido en el acta de parámetros mínimos suscrita entre la SSPD y AFINIA. Además, se realizó un análisis comparativo en Unidades constructivas y kilómetros de red construidos.

En el trimestre, de los 39 km instalados, alrededor de un 40% corresponde a conductor forrado, que permiten mitigar las causas de fallas asociadas a alta vegetación y el reemplazo de puntos críticos en la red que ocasionarían interrupciones del servicio.

Finalmente, la Curva S de seguimiento refleja que se cumplió con la ejecución planificada durante este trimestre. La empresa está comprometida a realizar las inversiones necesarias dentro de la red de media tensión para garantizar un servicio de calidad y confiable a todos los usuarios.

El indicador alcanzó un valor de 182% cumpliendo la meta establecida dentro del Programa de Gestión de Largo Plazo.

Objetivo 2. Mejorar la confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR, en cuanto a reducir la magnitud de la demanda no atendida.

Indicador parcial 2.1. Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión

- Con el fin de mejorar la confiabilidad y atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la zona norte del departamento de Bolívar, AFINIA para el año 2025, planea adelantar trabajos de reposición de la línea Ternera – Gambote de 66 kV (LN615) y longitud estimada de 30,8 kilómetros; lo cual beneficiará a 37.776 usuarios.
- Para el primer trimestre del año 2025, AFINIA reportó la ejecución de las siguientes actividades, previas a la ejecución de los trabajos de reposición de la línea Ternera – Gambote 66 kV (LN 615):

Entrega de la ingeniería de Detalle: Finalización de la revisión de la ingeniería de detalle, entrega de informes exhaustivos, planos, fichas técnicas y memorias de cálculo, lo que permite establecer las bases para iniciar el proceso de estudios de mercado de la línea LN615 66 kV.

Estudio de mercado: Se realizó la etapa de estudio de mercado de la Reposición de la LN615 66kV. Este proceso incluyó la identificación y análisis de proveedores potenciales, la evaluación de sus capacidades técnicas y financieras, así como la revisión de sus antecedentes y experiencia en proyectos similares. Con estos estudios de mercado completados, se establecieron las bases para el posterior inicio del proceso de contratación.

Inicio del proceso de contratación LN615: Tras la entrega de la ingeniería de detalle y la realización del estudio de mercado, se da inicio al proceso de contratación de la línea LN615 66kV, se realizan las reservas presupuestales necesarias, definición de especificaciones técnicas y de contratación.

- Con corte a primer trimestre de 2025, no se registra avance en la ejecución de trabajos relacionados con la construcción de cimentaciones, hincado de estructuras, tendido de conductor, cable de guarda y conexión de puesta a tierra.
- AFINIA reporta que dispone de la totalidad de suministros para la ejecución de los trabajos de reposición de la línea.
- El avance programado para el primer trimestre es de 8,7%; AFINIA reporta una ejecución de los trabajos de reposición de la línea Ternera – Gambote 66 kV es de 7,6%.
- AFINIA cumple con el indicador parcial 2.1 *“Ejecución de inversiones orientadas a la calidad del servicio en el STR aprobadas en el plan de inversión”*, en razón a que la evaluación del indicador presenta un resultado de 87,9% que supera la meta establecida en el PGLP del 80%.

Indicador Parcial 2.2. Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo

- Los programas previstos por AFINIA, asociadas con el mantenimiento de activos del STR, comprende **i)** inspección termográfica en líneas del STR con el fin de verificar puntos calientes en grapas y empalmes de la línea, **ii)** poda, trocha y mantenimiento de accesos al área de servidumbre de las líneas del STR con el objetivo de evitar acercamientos de la vegetación a las líneas del STR, conservar las distancias de seguridad y mantener despejados los accesos al área de servidumbre y **iii)** lavado de líneas del STR con el fin de eliminar polución que se acumula en los aisladores afectando su capacidad de aislamiento fase-tierra.

i) Inspección termográfica

Para el 2025 AFINIA programó realizar inspecciones termográficas a 19 líneas de su STR, las cuales se relacionan en el Anexo No. 1, de estas, para el primer trimestre de 2025, se fijó como meta realizar inspecciones termográficas sobre las líneas: Codazzi (Cesar) - La Jagua 1 110 kV, El Carmen - Toluviejo 1 110 kV, Chinú - San Marcos (Sucre) 1 110 kV, actividad que ejecutó al 100%

ii) Actividades de poda y trocha en líneas del STR

Para el 2024, AFINIA programó actividades de poda y trocha, sobre los corredores de 16 líneas de su Sistema de Transmisión Regional, el número de consignaciones programadas para el 2025 es de 851, con las que se prevé adelantar actividad de poda y trocha a lo largo de 748,84 kilómetros de servidumbre de las líneas del STR.

En el primer trimestre de 2025, de acuerdo con lo programado, se efectuaron 277 consignaciones que permitieron adelantar actividad de poda y trocha a lo largo de 252,5 km; alcanzando una ejecución del 100% para esta actividad.

iii) Lavado de líneas del STR

Para el 2025, AFINIA programó efectuar labores de lavado sobre cuatro líneas de su STR: Bosque - Chambacú 1 - 66 kV (LN-628), Proeléctrica – Mamonal 1 - 66 kV (LN-624), Ternera – Mamonal 1 - 66 kV (LN612) y Bocagrande – Bosque 1 - 66 kV (LN-620). En el primer trimestre de 2025, desarrolló el 100% de las actividades prevista de lavado en líneas del STR.

- En conclusión, tomando en consideración los trabajos ejecutados por AFINIA, relacionados con inspecciones termográficas, poda y trocha y lavado de líneas, el indicador del PGLP “2.2 Cumplimiento del programa de mantenimientos por activo”, con corte a primer trimestre de 2025, alcanza un valor de 100%, cumpliendo con la meta fijada en el PGLP para este indicador.

Objetivo 3. Mejorar la calidad de la potencia, relacionado con el perfil de tensión y distorsión armónica total en activos de los niveles de tensión II, III, IV.

En cuanto a las inversiones orientadas a la mejora de la calidad de la potencia en el STR se alcanzó la meta planeada en el primer trimestre de 2025.

Objetivo 4. Reducir las pérdidas de energía.

De acuerdo con las métricas y procedimientos de seguimiento para la verificación del cumplimiento de las metas de los indicadores parciales y de resultado, establecidos en el PGLP acordado con AFINIA; y con base al reporte de resultados de AFINIA del primer trimestre de 2025, y el correspondiente análisis de la SSPD, se concluye lo siguiente:

Indicador parcial 4.1 Ejecución de Inversiones orientadas a recuperación de pérdidas del documento CONPES 3966 de 2019

Para el período evaluado no es posible evaluar el porcentaje de logro del indicador; debido a que no hubo recursos disponibles ni planeación de actividades; AFINIA informó que los contratos financiados con recursos CONPES finalizaron su vigencia en el último trimestre del año 2024; y aunque los nuevos contratos de pérdidas iniciaron en marzo de 2025, su registro ante la fiducia continúa en trámite, por lo que aún no se dispone de los recursos para su ejecución.

Por lo anterior, se solicita a AFINIA suministrar los soportes que acrediten la gestión oportuna de los contratos finalizados, las solicitudes de desvinculación ante la fiducia, el registro de nuevos contratos, la disponibilidad de recursos CONPES, la curva S actualizada y el plan de ejecución que permita mitigar el atraso en la ejecución; solo con base en dicha información podrá determinarse si la falta de programación y ejecución obedeció a una causa externa no gestionable por AFINIA o a una deficiencia en la planeación, contratación y gestión de los recursos asociados al indicador.

Indicador parcial 4.2 Ejecución Plan de Control de Pérdidas de Energía V

Con el fin de realizar la verificación a la gestión reportada por AFINIA, resultado y soportes de gestión de los indicadores del PGLP para el primer trimestre de 2025, enviado mediante el radicado SSPD 20255291763412 - Reporte 1er Trimestre 2025 a SSPD de 30 de enero de 2025, la SSPD mediante el oficio No 20262202367281 del 26/05/2026, aplicando el criterio de muestreo estadístico, determino el tamaño de la muestra para garantizar un nivel de confianza del 95% y error del 5%, sobre las cantidades de acciones ejecutadas para los indicadores parciales 4.2.a, 4.2.b, 4.2.c.

Como respuesta, AFINIA, mediante correo electrónico del 16 de junio de 2026 suministro link de acceso a DRIVE con la información de evidencia; conformada por registro fotográfico con la identificación de las ordenes de trabajo para las actividades que hacen parte de los indicadores parciales 4.2.a, 4.2.b, 4.2.c. Pese a lo anterior, con base a la revisión realizada por la SSPD, se pudo establecer, que AFINIA no suministro o suministró de forma incompleta, la muestra aleatoria seleccionada por la SSPD.

A partir de la información suministrada por AFINIA, la SSPD, realizó el análisis estadístico para la muestra de los ítems que conforman el indicador: permitiendo calcular la proporción muestral de acciones conformes, el error estándar, el valor crítico de confianza, el margen de error observado y el intervalo de confianza aplicable. El resultado permitió establecer, a partir de la muestra analizada, el resultado del indicador; basándose en la estimación de las acciones acreditables, respecto de la población de acciones reportada por AFINIA. El resultado obtenido considerando el intervalo de confianza de la proporción muestral establecida, fue del 3,6 % para el límite inferior; y 4,7 % para el límite superior; que al comparar con la meta de $\geq 80\%$ muestra un incumplimiento del indicador.

Indicador parcial 4.3. Ejecución Plan de Reducción de Pérdidas de Energía

Dentro de la gestión reportada por el OR se incluyen cifras de energía afluente como una consecuencia directa de las acciones ejecutadas; sin embargo, AFINIA no informó cómo había establecido estos valores de energía; y tampoco suministró información que permitiera cotejar los valores reportados; por tal razón, la SSPD no se pronuncia con relación al reporte de resultados de afluente de energía. Se recomienda al prestador que, para futuros reportes, se incluya la explicación de la metodología de cálculo de la energía y se suministren los soportes correspondientes.

Con relación a las actividades específicas que hacen parte del indicador, AFINIA aportó evidencia insuficiente, lo cual no permite verificar de manera plena y suficiente el avance reportado por el OR (102%). En consecuencia, no es posible determinar con certeza el resultado del indicador.

Teniendo en cuenta que la SSPD requiere validar el reporte de avance, mediante muestreo estadístico con un nivel de confianza del 95% y un error del 5%, y que el tamaño de la muestra para este fin debe ser en la cantidad indicada en la tabla denominada “Análisis Estadístico de las muestras presentadas”, entonces la cantidad de evidencia suministrada por AFINIA resultó insuficiente.

Indicador parcial 4.4. Ejecución plan de inversiones activos de uso dirigido a gestión de pérdidas

A corte del primer trimestre se lleva una ejecución en cantidad de UCC de 3.159 de 1.882, para un cumplimiento de 167,9%. Con relación a las actividades específicas que hacen parte de este indicador, AFINIA aportó evidencia insuficiente, lo cual no permite verificar de manera plena y suficiente el avance reportado por el OR (167,9%). En consecuencia, no es posible determinar con certeza el resultado del indicador.

De todas maneras, se revisó la información adicional enviada por AFINIA enviada el 16 de junio donde se dio acceso a los respectivos Drive por indicador. Sin embargo, no se cumplió con lo solicitado en la muestra.

Adicionalmente, de acuerdo al análisis estadístico se llegó a que no es posible el cálculo general del Indicador de acuerdo a las acciones acreditadas.

Objetivo 5. Reducir el número de accidentes de origen eléctrico.

Indicador parcial 5.1. Construir e implementar un plan de gestión de riesgo eléctrico de acuerdo con los artículos 26 y 27 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

De acuerdo con el PROGRAMA DE GESTIÓN ACORDADO DE LARGO PLAZO CON EL PRESTADOR DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. durante el primer semestre de 2021 la empresa prestadora debe entregar a la SSPD el

cronograma de construcción e implementación del Plan de Gestión de Riesgo Eléctrico como se detalla en el siguiente apartado del PGLP:

“En el primer trimestre de 2021 la empresa deberá entregar a la SSPD el cronograma de construcción e implementación del Plan de Gestión de Riesgo Eléctrico, en el cual deben incluir el análisis de la matriz de riesgo, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 9.2 del Capítulo 2 del RETIE. El listado de las actividades del Plan de Gestión de riesgo deberá incluirse en la hoja denominada "Plan gestión riesgo eléctrico" que hace parte de la matriz de indicadores anexa a este programa, junto con el cronograma discriminado trimestralmente.

La evaluación de este indicador se realizará respecto al cronograma y al avance del documento del Plan de Gestión que se suministre. La Superservicios vigilará la implementación y aplicación del Plan de acuerdo con la fórmula establecida en la matriz de indicadores y la meta establecida en el mismo documento.” Subrayado fuera de texto.

Teniendo en cuenta la obligación de aportar los documentos anteriormente señalados y la imposibilidad de ubicar el Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico con sus respectivos anexos para la realización de la evaluación correspondiente a los trimestres III y IV de 2024 y los de 2025, la DTGE llevó a cabo una reunión con el prestador del servicio el 2 de diciembre de 2025. En el marco de dicha reunión, se solicitó al prestador la entrega del plan en mención, junto con sus anexos y cronogramas correspondientes. Al respecto, el prestador manifestó que los cronogramas se presentan con periodicidad anual, como anexo al informe correspondiente al primer trimestre de cada vigencia.

Dicho lineamiento fue aceptado por esta Superintendencia en consideración a la etapa en que se encontraban las evaluaciones y su grado de avance a la fecha; no obstante, se observa que tal aceptación no se encuentra soportada mediante adenda, acta o documento formal aprobado por esta Entidad, que permita evidenciar de manera expresa dicha modificación en las condiciones de entrega inicialmente establecidas.

Como resultado de la reunión, se acordó el envío del Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico, copia de los cronogramas propuestos para los primeros trimestres de los años 2024 y 2025, así como la línea base de accidentes de origen eléctrico del año 2020, requerida para el cálculo del indicador 5.II.1, conforme consta en el “Acta de reunión ‘Reunión Revisión Indicadores 5.1.1 y 5.2.1 PGLP AFINIA’ del 02 de diciembre de 2025”.

Una vez aportada la información por parte de AFINIA, se procedió a realizar la evaluación correspondiente, de la cual se derivó el cálculo de los indicadores presentados en las Tablas 1 y 2, así como las siguientes conclusiones:

- Se evidencia la presentación del Plan de Gestión del Riesgo 2025, el cual registra algunos avances en los atributos de los indicadores, tanto cualitativos como cuantitativos, frente al plan correspondiente a la vigencia 2024. No obstante, se observa que 6 de los 11 subindicadores planteados no cuentan con una descripción cuantitativa adecuada, toda vez que el indicador no establece una meta o propósito susceptible de ser contado o medido. Asimismo, se identifica que la descripción cualitativa resulta escueta o, en

algunos casos, inexistente, circunstancia que impide evaluar de manera objetiva la calidad del indicador.

Adicionalmente, se evidencia que 3 de 5 indicadores que cunetan con la descripción cuantitativa, carecen de marcos temporales definidos; es decir, se establece una cantidad sin que esta se ubique en el tiempo ni se distribuya en periodos determinados. En consecuencia, se concluye que los subindicadores no establecen metas claras ni estándares mínimos de calidad, lo cual limita la trazabilidad de las acciones reportadas y dificulta la verificación objetiva del cumplimiento de la gestión del riesgo.

- Al igual que en las evaluaciones realizadas durante la vigencia 2024, se evidencia la voluntad de la empresa de adelantar actividades y gestiones relacionadas con la gestión del riesgo de origen eléctrico; no obstante, dichas acciones no responden a una estrategia claramente definida dentro de un plan que permita mitigar de manera efectiva estos riesgos. Si bien se identifican actividades enmarcadas en campañas, talleres de formación, comunicaciones, socialización de cartillas, procesos de capacitación y elaboración de informes, estas carecen de indicadores que permitan cuantificar las metas propuestas, así como de su correspondiente incorporación en cronogramas con metas parciales y finales claramente establecidas.

Lo anterior es consistente con lo señalado previamente respecto a la ausencia de atributos cualitativos, cuantitativos y temporales en los indicadores del Plan de Gestión del Riesgo, situación que, en conjunto, impide la evaluación objetiva del cumplimiento del Plan de Gestión del Riesgo Eléctrico y limita la trazabilidad y verificabilidad de las acciones reportadas por la empresa.

- El Plan de Gestión del Riesgo de Origen Eléctrico planteado se compone de 11 actividades, las cuales se enmarcan en 5 grupos temáticos, agrupados a su vez en otros 2 grupos generales de carácter temático. Para efectos del cálculo del indicador del plan, se asignan ponderaciones o pesos a cada una de las actividades; sin embargo, dichas asignaciones no se encuentran justificadas en documento alguno.

Lo anterior evidencia un plan que, además de carecer de indicadores que permitan realizar un seguimiento y una evaluación objetiva, resulta de difícil comprensión en cuanto a su propósito, estructura y metodología de cálculo, dada la cantidad de subindicadores y agrupaciones mediante los cuales se encuentra estructurado, lo cual limita su trazabilidad y dificulta su verificación.

- En el archivo Excel denominado “5.1.1 Plan de Riesgo Eléctrico 2025” no se identifican las fórmulas ni los datos base que permitan determinar, en valores absolutos (números enteros), la cantidad total de actividades programadas ni las efectivamente ejecutadas. En su lugar, se presenta una distribución de porcentajes que carece de sustento matemático verificable, lo cual impide calcular de manera objetiva el avance real y contrastarlo con las metas planteadas.

A modo de ejemplo que permite ilustrar lo anteriormente expuesto, en el ítem 1.1.3 se define como actividad el:

“Taller de formación en uso seguro de la energía, con tres enfoques:

- Instalaciones internas (público adulto)
- Distancias de seguridad (público adulto)
- Reconoce el peligro (público infantil)”.

No obstante, esta actividad no establece de manera expresa la cantidad total de talleres a ejecutar durante la vigencia, ni discrimina el número de actividades previstas por cada uno de los enfoques definidos. Adicionalmente, si bien el cronograma señala que su desarrollo será de carácter trimestral, asignándole un peso del 25 % por trimestre, no se fija una meta anual cuantificable que permita asociar dichos porcentajes a un número concreto de talleres, lo que impide verificar de forma objetiva el avance y la ejecución real de la actividad. Aunado a lo anterior, se evidencia que los 3 archivos en Excel aportados como soporte se encuentran dañados, razón por la cual no fue posible verificar dichos avances.

- Como conclusión, se determina que en la mayoría de los subindicadores del plan no se establecen metas anuales medibles y verificables, ni asegura una relación entre dichas metas y los soportes de ejecución presentados, lo cual limita la trazabilidad, consistencia y confiabilidad de la información reportada.

En consecuencia, no es posible determinar de manera objetiva el nivel real de cumplimiento de las actividades reportadas, toda vez que no se cuenta con los elementos técnicos necesarios para calcular el porcentaje de avance frente a lo planificado ni para establecer el indicador de cumplimiento, de conformidad con los lineamientos establecidos en el PGLP.

Objetivo 6. Mejorar las condiciones de atención al usuario.

Indicador Parcial 6.1. Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.

- La información remitida por el operador no permitió verificar integralmente la ejecución de las actividades asociadas al indicador, debido a la ausencia del Plan de Atención a los Usuarios, del cronograma de actividades exigido en el PGLP aprobado y de soportes suficientes que acreditaran la ejecución de varias de las acciones reportadas. Esta situación limitó la trazabilidad y la validación objetiva del avance informado para el periodo evaluado.
- Si bien se identificaron algunas actividades con evidencia verificable, particularmente aquellas relacionadas con la divulgación de canales virtuales y las asesorías no presenciales para acuerdos de pago y nuevos servicios, una parte significativa de las acciones reportadas careció de soporte documental suficiente para acreditar su ejecución. Como resultado, el avance validado por la auditoría correspondió al 8% frente al 20% programado para el trimestre.

- Al aplicar la metodología de cálculo establecida para el indicador con base en el avance efectivamente validado, se obtuvo un resultado de cumplimiento del 40 %, valor inferior al umbral mínimo exigido para el periodo evaluado. En consecuencia, no se acreditó el cumplimiento de la meta trimestral establecida.

Indicador Parcial 6.2. Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.

- Se validó el resultado reportado del 85 %, el cual pudo ser reproducido mediante la revisión de la base de datos aportada por el operador. Asimismo, al aplicar la fórmula de evaluación definida en el PGLP, se obtuvo un resultado de 36,47 %, superior al criterio mínimo de aceptación (≥ 0), acreditándose el cumplimiento del indicador para el periodo evaluado.
- Durante la validación de la información se identificaron oportunidades de mejora relacionadas con la calidad y completitud de algunos registros, evidenciándose la existencia de 3.803 casos que no contenían información en el campo asociado a la finalización del trámite. Si bien esta situación no afecta de manera material el resultado consolidado del indicador, limita la validación individual de dichos registros y evidencia la necesidad de fortalecer los mecanismos de control y aseguramiento de la calidad de la información.
- Si bien no fue posible verificar integralmente las acciones de fortalecimiento reportadas por el operador, relacionadas con los mecanismos de seguimiento mediante herramientas de análisis de información y las actividades de formación dirigidas a los agentes comerciales, debido a la ausencia de soportes documentales que acreditaran su ejecución, la evaluación se realizó con base en la información efectivamente aportada y verificable para el periodo analizado. En este sentido, se aplicó un criterio de valoración orientado a la consistencia y reproducibilidad del indicador, sin que las limitaciones identificadas en los soportes complementarios afectaran la validación del resultado cuantitativo reportado. No obstante, se identificó la necesidad de fortalecer la trazabilidad metodológica de las tipologías clasificadas como FCR, particularmente aquellas asociadas a información general, emisión de documentos para pago y gestión de financiación.

Objetivo 7. Implementar la política de responsabilidad social empresarial.

Indicador Parcial 7.2. Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.

- La revisión de la documentación aportada permitió verificar la existencia de productos asociados a los dos hitos programados para el primer trimestre de 2025, entre ellos el Modelo de Relacionamiento con Grupos de Interés actualizado, sus anexos metodológicos, la matriz de responsabilidades, el formato guía para planes de relacionamiento y el plan de trabajo para su implementación. Estos documentos evidencian avances en la estructuración y formalización de los mecanismos de

relacionamiento con grupos de interés en el marco del Programa de Responsabilidad Social Empresarial.

- No fue posible realizar una verificación integral del indicador frente a los lineamientos establecidos en el Programa de Gestión de Largo Plazo, debido a que el operador no allegó el Programa de Responsabilidad Social Empresarial con su correspondiente Plan de Mejoras, documento que constituye la base metodológica para el seguimiento del indicador. Esta situación impidió contrastar los hitos reportados para el periodo con las acciones de mejora originalmente definidas y limitó la trazabilidad de la evaluación realizada.
- Como resultado de la valoración técnica de las evidencias aportadas, esta Superintendencia reconoció un avance validado del 40 % sobre el 50 % asignado al hito relacionado con la revisión y ajuste del Modelo de Relacionamiento con Grupos de Interés y un avance validado del 30 % sobre el 50 % asignado al hito correspondiente al diseño del plan de trabajo para la elaboración de planes de acción. Lo anterior obedece a que, aunque los productos documentales fueron aportados, persisten limitaciones relacionadas con la trazabilidad de los procesos de construcción, validación e implementación y con la ausencia de soportes que permitan verificar integralmente las actividades reportadas.
- Una vez aplicada la fórmula de medición establecida para el indicador, se obtuvo un resultado final del 70 %, valor inferior al 100 % reportado por el operador para el periodo evaluado. Esta diferencia se encuentra asociada a las limitaciones identificadas durante la auditoría en materia de suficiencia de soportes y evidencia documental, por lo que el resultado reconocido por esta Superintendencia corresponde únicamente al avance que pudo ser efectivamente validado a partir de la información allegada

Objetivo 8. Reducir los usuarios de áreas especiales, especialmente de los barrios subnormales (BSN) y las Zonas de Difícil Gestión (ZDG).

Indicador parcial 8.1. 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

En este trimestre se verifica el cumplimiento de la planificación de los indicadores para el primer trimestre de 2025 con el desarrollo de nuevas estrategias para mejorar e impulsar los niveles de recaudo y disminución de las pérdidas de energía. Sin embargo, no se encontraron las evidencias para estadísticamente inferir una aprobación del valor dado como indicador logrado.

Se presenta el cuadro consolidado para el cálculo del indicador calculado por AFINIA alcanzando un resultado de 128% que no pudo ser verificado por falta de evidencias con alcance estadístico para aceptar el lote.

Es así como después de un análisis estadístico se calculó un indicador de 35,6% mostrando un incumplimiento del indicador.

5 RECOMENDACIONES

Generales

- Se recomienda al OR AFINIA, aumentar los montos de inversión en el SDL para el año 2026, con la finalidad de continuar en la senda de mejora en la continuidad, calidad del servicio y pérdidas, impactando a un mayor número de usuarios. Ejecutar los proyectos presentados dentro del respectivo Plan de Inversión aprobado por la CREG en los años correspondientes.
- La tecnología AMI tiene una gran proyección y puede ir de la mano de la medición prepago además de ser un apoyo integral en la recuperación de energía, evitando la defraudación de fluidos; es importante que se analice la oferta de las empresas que han pasado propuestas a AFINIA, las cuales proponen de manera adicional una recuperación integral técnico-comercial de los circuitos intervenidos.
- Para realizar una revisión integral de todos los indicadores es necesario revisar los valores calculados con los soportes presentados. Por lo anterior, la SSPD requiere hacer su revisión mediante muestreo estadístico con un nivel de confianza del 95% y un error del 5%, de lo contrario pese a que se tenían valores de indicadores calculados, se definió en algunos casos que la evidencia suministrada por AFINIA era insuficiente.

Objetivo 5. Reducir el número de accidentes de origen eléctrico

- Definir la línea base y las metas para cada uno de los subindicadores, tanto en su componente cuantitativo como cualitativo, así como ajustar las descripciones de aquellos subindicadores que, contando con una meta cuantitativa, no describen de manera clara los atributos o calidades correspondientes a cada indicador.
- Fortalecer la estructuración del Plan de Gestión del Riesgo conforme a los lineamientos del PGLP y los requisitos puntuales del RETIE. Se recomienda formular y/o ajustar un plan debidamente estructurado, que integre de manera articulada todas las actividades ejecutadas (campañas, talleres, capacitaciones y comunicaciones), incorporando metas anuales y trimestrales claramente cuantificadas, una línea base definida, cronogramas detallados e indicadores de seguimiento. Esto permitirá asegurar la coherencia entre la planeación y la ejecución, así como la adecuada medición del avance y cumplimiento.
- Establecer un esquema de seguimiento y reporte que garantice la trazabilidad de la información. Se recomienda definir un mecanismo estandarizado de registro y soporte documental que relacione explícitamente cada actividad ejecutada con la meta planificada y el porcentaje de avance reportado. Dicho esquema deberá permitir la verificación objetiva de los soportes, el cálculo técnico de los indicadores y la validación del cumplimiento real frente a lo programado.

Objetivo 6. Mejorar las condiciones de atención al usuario.

Indicador Parcial 6.1. Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.

- Se recomienda al operador fortalecer los mecanismos de planeación, seguimiento y reporte, garantizando la remisión oportuna del Plan de Atención a los Usuarios y de los cronogramas exigidos en el PGLP aprobado, así como la incorporación de soportes documentales, evidencias de ejecución, indicadores de seguimiento y resultados verificables para cada actividad reportada. Lo anterior con el fin de asegurar la trazabilidad de las acciones implementadas y facilitar la validación objetiva del cumplimiento del indicador en futuros periodos de evaluación.

Indicador Parcial 6.2. Implementar una estrategia que optimice el procedimiento de trámite oportuno y de calidad de reclamaciones por parte de la empresa.

- Se recomienda al operador fortalecer los mecanismos de control y aseguramiento de la calidad de la información utilizada para la medición del indicador, garantizando la completitud de los registros asociados a la fecha de finalización de los trámites y la consistencia de los datos reportados en las bases utilizadas para el cálculo del FCR.
- Se recomienda al operador documentar y remitir en futuros informes los criterios operativos utilizados para clasificar los casos como resueltos en primer contacto, especialmente en las tipologías de Información General, Emisión de Documentos para Pago y Gestionar Financiación, precisando los mecanismos mediante los cuales se verifica que dichos trámites fueron efectivamente resueltos durante la primera interacción con el usuario y que no requirieron gestiones posteriores, validaciones adicionales o intervención de otras áreas. Asimismo, se recomienda aportar los soportes que acrediten la ejecución de las actividades de seguimiento y capacitación reportadas por el operador.

Objetivo 7. Implementar la política de Responsabilidad Social Empresarial

Indicador parcial 7.2. Cumplimiento a las acciones definidas en el plan de mejoras en el año analizado.

- Se recomienda al operador remitir el Programa de Responsabilidad Social Empresarial y su correspondiente Plan de Mejoras, conforme a lo establecido en el Programa de Gestión de Largo Plazo, garantizando que dicho documento contenga las macro actividades, acciones de mejora, cronogramas, responsables y mecanismos de seguimiento que permitan verificar integralmente la ejecución del indicador. Lo anterior, considerando que la remisión de esta información ha sido solicitada previamente por esta Superintendencia en los espacios de seguimiento realizados durante los meses de noviembre de 2024 y mayo de 2025, sin que a la fecha haya sido allegada para su evaluación.



**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**

Proyectó: Edgar Antonio Díaz Bustos – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Juan de Dios Suárez Forero – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Francisco de Paula Toro Zea – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Jhonattan Olave Vargas – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Edder Andrés Carrión Campo – Profesional Especializado, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Mateo Sebastián Díaz Vargas – Contratista, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Proyectó: Mario Fernando Díaz Pérez – Contratista, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Revisó: Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor, Dirección Técnica de Gestión de Energía
Revisó: Darío Fernando Obando Batallas – Coordinador Grupo de Gestión Operativa del SIN, Dir. Técnica de Gestión de Energía
Aprobó: Andrés Felipe Peñaranda Bayona – Asesor, Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible
Aprobó: Tatiana Alejandra Quintero Barrera – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)