

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2025

30 de marzo de 2026



CONTENIDO

Introducción.....	3
Glosario.....	4
Resumen.....	6
1. Resumen ejecutivo.....	7
1.1. Indicador de Calidad del Servicio.....	8
1.2. Gestión de Activos.....	9
2. Acciones Encaminadas al beneficio de los Usuarios.....	10
3. Descripción del Sistema Operado.....	11
3.1 Área de influencia.....	11
3.2 Características del Sistema (subestaciones, líneas, redes, transformadores).....	11
3.3 Usuarios Atendidos.....	12
3.4 Demanda de Energía y Potencia.....	12
3.5 Indicadores de Calidad del Servicio.....	13
3.6 Solicitudes de Conexión.....	13
4. Resumen del Plan de Inversión Aprobado.....	14
4.1 Valor del Plan de Inversiones Aprobado.....	14
4.2 Metas del Plan de Inversión.....	15
4.3 Comparación entre Plan Aprobado y Ejecución real.....	16
5. Avance en el Cumplimiento de Metas.....	17
5.1. Desempeño de las Metas Calidad del Servicio Calidad Media.....	17
5.2. Gestión Pérdidas de Energía.....	18
6. Desviaciones del Plan de Inversión.....	19
6.1 Desviaciones agregadas del Plan.....	19
7. Inversiones asociadas al esquema de Calidad del Servicio.....	20
8. Gestión de Activos.....	20
9. Unidades Constructivas (UC) Especiales	24
10. Diagramas Unifilares Actualizados	25
11. Formatos de Reporte	25
12. Información Georreferenciada	26

INTRODUCCIÓN

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), definiendo las fórmulas tarifarias, los criterios de eficiencia y las disposiciones aplicables a los Operadores de Red.

Esta metodología incorpora lineamientos para la planeación, ejecución y seguimiento de los planes de inversión, orientados a garantizar que las inversiones sean eficientes, oportunas y alineadas con las necesidades del sistema eléctrico. Asimismo, establece la obligación de sustentar técnica y económicamente las inversiones, promoviendo la transparencia en el uso de los recursos y la mejora en la calidad del servicio.

En este contexto, el numeral 6.5 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que cada Operador de Red debe realizar el seguimiento anual a la ejecución de su plan de inversiones, así como al cumplimiento de las metas de calidad del servicio y reducción de pérdidas. De manera complementaria, la Comisión, mediante las Circulares CREG 024 y 047 de 2020, así como la Circular CREG 017 de 2024, definió los formatos, lineamientos y contenido mínimo de la información que deben reportar los Operadores de Red a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), incluyendo la elaboración de los informes asociados a los numerales 6.5 y 6.7 del Anexo General.

En cumplimiento de las disposiciones antes mencionadas, en este documento se presenta el informe de seguimiento a la ejecución del plan de inversiones 2021 – 2027, aprobado mediante la Resolución CREG 024 de 2021 y sus modificaciones. Asimismo, se presenta la información de ejecución del plan correspondiente al año 5 (2025) del periodo, junto con los indicadores de desempeño y el análisis del impacto de las inversiones en la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica.



GLOSARIO

A continuación, se presentan las definiciones más relevantes a tener en cuenta en la lectura del presente documento:

Activos: Son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizado de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica.

Activos de nivel de tensión 1: son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA.

Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.

Air-e: Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenida Superservicios. Base regulatoria de activos, BRA: valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR. Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Liquidador y administrador de cuentas, LAC: Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Niveles de Tensión: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- **Nivel 4:** Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- **Nivel 3:** Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

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

- **Nivel 1:** Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

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

SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

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

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

Sistema de Transmisión Nacional, STN: es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Tipo de inversión: Los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando los siguientes tipos de proyectos:

- **Tipo de inversión I:** Proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda que ocasionan el reemplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- **Tipo de inversión II:** Proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de los existentes.
- **Tipo de inversión III:** Proyectos de inversión no motivados por la demanda que reemplazan activos existentes.
- **Tipo de inversión IV:** Proyectos de inversión no motivados por la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

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

Unidad Constructiva, UC: Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Unidad constructiva especial, UCE: Es aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas.



RESUMEN

La energía eléctrica es un pilar fundamental para el desarrollo económico, social y el bienestar de las comunidades. Conscientes de esta responsabilidad, Air-e orienta su gestión a garantizar un servicio confiable, continuo y de calidad para más de 5 millones de habitantes en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira.

Durante el 2025, en el marco del plan de inversiones y bajo la medida de intervención de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la compañía enfocó sus esfuerzos en mantener la operatividad del sistema eléctrico y asegurar la continuidad en la prestación del servicio. En un entorno desafiante, las inversiones se priorizaron en la reposición y modernización de los activos, así como en la atención de la infraestructura crítica y zonas con mayores necesidades operativas.

Estas inversiones han permitido mantener la estabilidad del sistema eléctrico, reducir el riesgo de interrupciones y avanzar en la mejora de la calidad del servicio, ratificando el compromiso de Air-e con el desarrollo en la región Caribe y en particular con la prestación de un servicio seguro, continuo y confiable para todos sus usuarios.



1. RESUMEN EJECUTIVO

En cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones, así como de las Circulares CREG 024 y 047 de 2020 y 017 de 2024, Air-e presenta el seguimiento a la ejecución del Plan de Inversiones 2021–2027, aprobado mediante la Resolución CREG 024 de 2021.

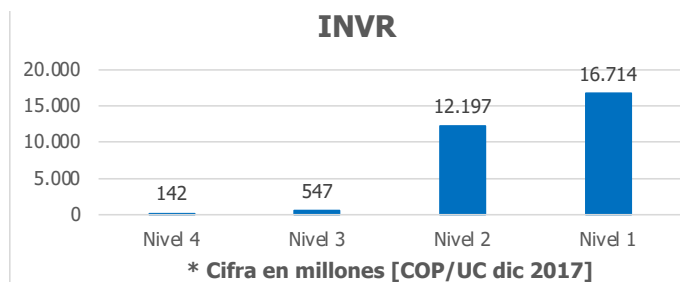
Durante el año 2025, la compañía, bajo la intervención de la SSPD, enfocó su gestión en garantizar la continuidad de la prestación del servicio y la operatividad del sistema eléctrico. En este contexto, se ejecutaron inversiones por el orden de los COP 29.600 millones Dic 2017, priorizadas en la reposición de activos críticos y la intervención de infraestructura con alta incidencia de fallas.

Las acciones se enfocaron especialmente en la implementación de esquemas de macromedición, que permiten una mayor sectorización de pérdidas y la identificación de áreas críticas para la focalización de intervenciones. En total, se instalaron 47 sistemas de macromedición en Atlántico Norte, Atlántico Sur, La Guajira y Magdalena, predominando las inversiones tipo IV.

Estas inversiones fortalecen el control energético, mejoran la trazabilidad en los flujos de la energía y permiten una gestión más eficiente en la reducción de las pérdidas, mediante una mejor identificación y priorización de acciones

Tabla 1 Distribución de las acciones de macromedición ejecutadas por municipio.

Territorio	Tipo Inversión		Total
	III	IV	
Atlántico Norte	5	18	23
Barranquilla	3	13	16
Sitionuevo	1		1
Soledad	1	5	6
Atlántico Sur	1	11	12
Baranoa		1	1
Barranquilla		1	1
Luruaco		1	1
Malambo	1	2	3
Sabanalarga		6	6
Guajira	1	10	11
Barrancas		2	2
Fonseca	1	1	2
Maicao		1	1
Riohacha		5	5
Villanueva		1	1
Magdalena	1		1
Santa Marta	1		1
Total	8	39	47



Gráfica 1 Ejecución real por nivel de tensión.

En general, la ejecución del plan de inversiones durante 2025 permitió mantener la prestación del servicio en condiciones de continuidad y avanzar en la mejora del sistema, en línea con las disposiciones regulatorias vigentes.

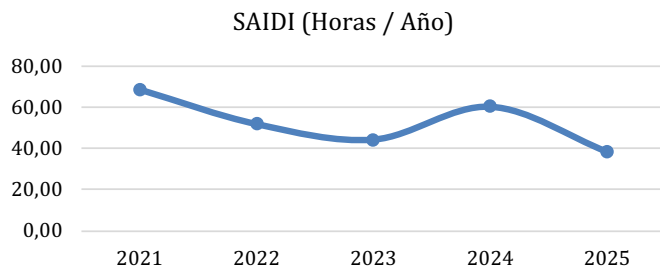
En el marco del Plan de Reducción de Pérdidas, durante 2025 se ejecutaron inversiones por COP 1.232 millones, orientadas a la adquisición e instalación de equipos de medición y control de energía, con el fin de fortalecer el monitoreo y análisis de los flujos energéticos en la red.

1.1. INDICADOR DE CALIDAD DEL SERVICIO

Los indicadores de calidad media en el SDL se miden a través de los indicadores de duración y frecuencia (SAIDI y SAIFI) de los eventos sucedidos en los SDL en cumplimiento a lo descrito en la Resolución CREG 015 de 2018, donde, las mejoras o desmejoras se evalúan respecto a las metas anuales establecidas regulatoriamente por la CREG en las resoluciones particulares que aprueban los ingresos. A continuación, se presenta la evolución de los indicadores de calidad media:

SAIDI

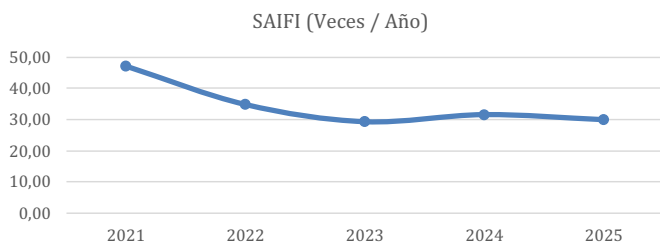
En una comparación entre los resultados de los años 2021 y 2025 se observa una reducción significativa en la duración promedio de las interrupciones percibidas por los usuarios, pasando de 68,75 horas en 2021 a 38,21 horas en 2025, lo que representa una disminución del 44,4%.



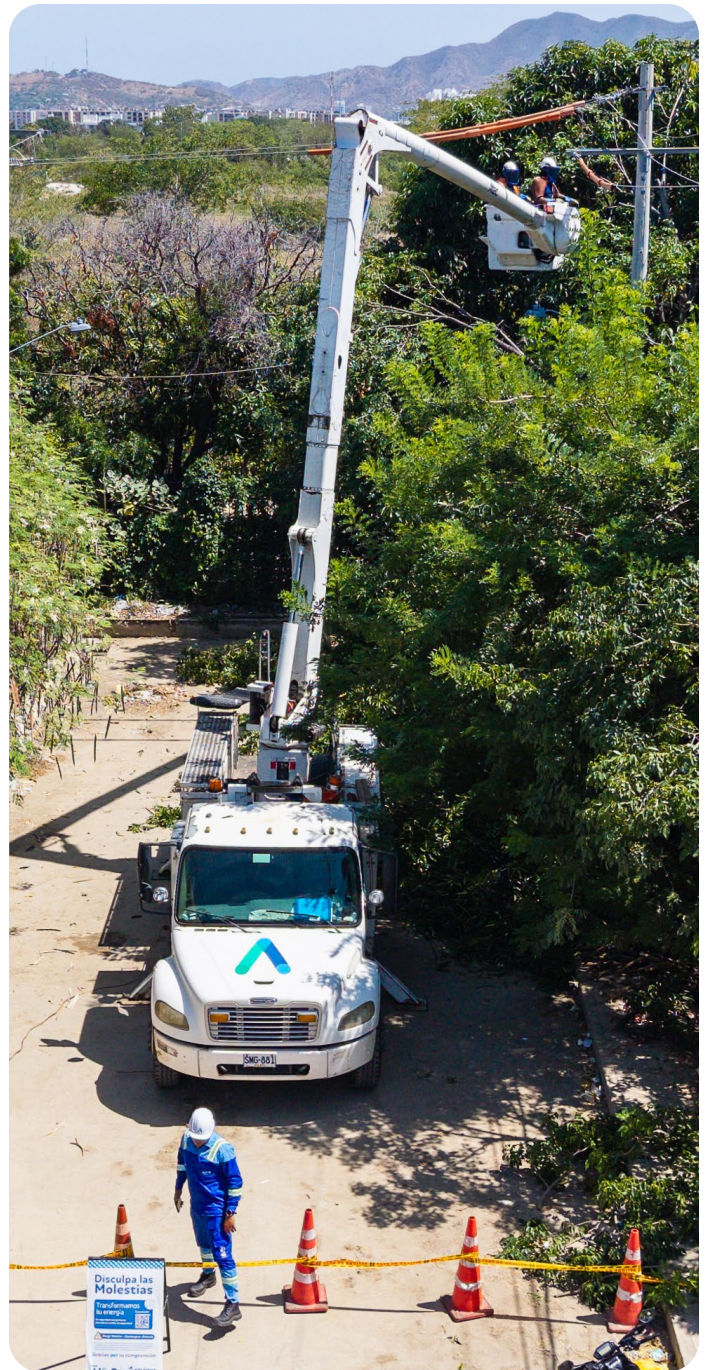
Gráfica 2 Evolución del Indicador SAIDI desde el año 2021 al 2025.

SAIFI

En una comparación entre los resultados de los años 2021 y 2025 se observa una reducción significativa en la frecuencia promedio de las interrupciones percibida por los usuarios, pasando de 47,14 veces en 2021 a 29,96 veces en 2025, lo que representa una disminución del 36,4%.



Gráfica 3 Evolución del Indicador SAIFI desde el año 2021 al 2025.



Estos resultados se lograron gracias a las acciones implementadas para mantener el dimensionamiento operativo de brigadas y equipos de trabajo, así como al monitoreo de materiales críticos para garantizar un stock mínimo destinado a la atención de emergencias en la red de distribución. Asimismo, se fortaleció la planificación y ejecución de actividades de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo en redes de media y baja tensión, lo que contribuyó a mejorar la calidad de vida de los usuarios en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena.

1.2. GESTIÓN DE ACTIVOS

En cuanto a la implementación del Sistema de Gestión de Activos en la empresa Air-e, se ha evidenciado una evolución en la madurez de sus sistemas de gestión bajo la norma ISO 55001:2014, pasando de una evaluación inicial de 1.07 en 2020 a 1.72 al cierre de 2021 y alcanzando un nivel de 3.00 al finalizar 2023.

Como parte del proceso de certificación, entre el 22 y el 30 de septiembre de 2025, se llevó a cabo una auditoría de certificación con el certificador ICONTEC, con el objetivo de validar el nivel de madurez del sistema. Los resultados confirmaron que la empresa mantiene un nivel de madurez 3, ratificando así la solidez y continuidad en la gestión de sus activos.

Como resultado de las evidencias presentadas y evaluadas, se confirmó que el Sistema de Gestión de Activos cumple con los requisitos establecidos en la norma ISO 55001:2014, así como con los requisitos legales, regulatorios y otros aplicables. Además, se identificaron oportunidades de mejora, las cuales han sido consideradas dentro del proceso de implementación en curso.

Air-e continúa en proceso de reestructuración organizacional y reingeniería de sus procesos. Aunque el periodo de intervención no ha sido determinado, la compañía mantiene su compromiso estratégico con el Sistema de Gestión de Activos.

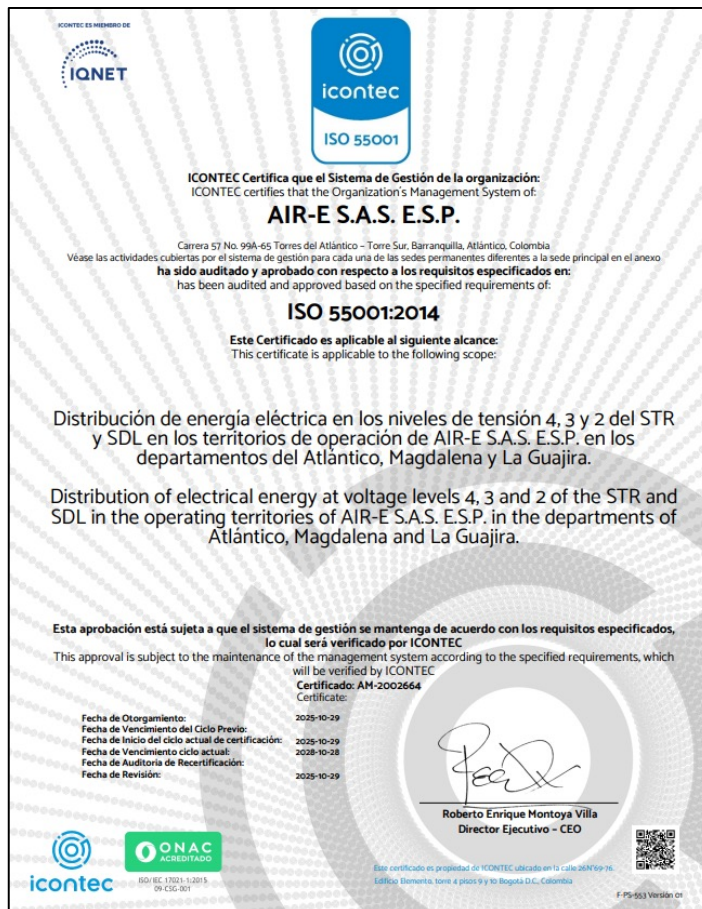


Ilustración 1 Certificado del Sistema de Gestión de Activos. Vigencia 2022 a 2025.





2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Durante 2025, Air-e continuó la ejecución del plan de inversiones, enfocando sus acciones en mantener la infraestructura eléctrica existente y garantizar la continuidad del servicio en sus áreas de operación. En un contexto de restricciones operativas y financieras, las inversiones se priorizaron en la atención de activos críticos y la mitigación de condiciones de sobrecarga en zonas específicas, particularmente en La Guajira y el Magdalena.

Entre los principales hitos se destacan la puesta en operación de un transformador de 50 MVA en la subestación El Libertador, la optimización del parque de transformadores mediante reubicaciones estratégicas y el incremento de la capacidad instalada en la subestación Gaira de 60 MVA a 90 MVA. Asimismo, se registraron avances en la construcción del circuito Uribia 3, orientado a ampliar la cobertura del servicio y mejorar la distribución de carga en el municipio de Uribia.

En conjunto, estas intervenciones permitieron mantener la estabilidad del sistema, reducir el riesgo de interrupciones y asegurar la continuidad del servicio, contribuyendo a la mejora progresiva de la calidad y confiabilidad del suministro.

Las inversiones ejecutadas generan beneficios para los usuarios en términos de reducción del riesgo de interrupciones y asegurando la continuidad en la prestación del servicio, en línea con los lineamientos regulatorios vigentes. De esta manera, Air-e ratifica su compromiso con la gestión responsable de la infraestructura eléctrica y con la ejecución de acciones orientadas al beneficio de la región Caribe.

A continuación, se presentan las principales acciones orientadas al beneficio de los usuarios:



Energía no suministrada (ENS): Las inversiones en modernización y reposición de infraestructura contribuyen a reducir la energía no suministrada ante eventos en la red, mejorando la continuidad del servicio y favoreciendo el desarrollo de las actividades económicas en la región.



Pérdidas de energía: Las inversiones en medición, control y optimización de la red contribuyen a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, generando eficiencias que pueden reflejarse en menores costos del servicio para los usuarios.



Restricciones del sistema: La reposición de infraestructura permiten disminuir restricciones operativas, lo que contribuye a la eficiencia del sistema y a la optimización de los costos asociados al servicio.



Costo marginal de la energía: La conexión de nuevos proyectos de generación, especialmente de fuentes renovables, favorece la reducción del costo marginal en el mercado mayorista, con efectos positivos en las tarifas para los usuarios.



Calidad del servicio: Las intervenciones orientadas al mejoramiento de la calidad contribuyen a reducir la frecuencia y duración de las interrupciones, fortaleciendo la continuidad del servicio.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

Air-e opera el sistema eléctrico de distribución que cubre los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira, y se alimenta principalmente a partir de subestaciones en niveles de 220/110 kV.

En el departamento del Atlántico, la red recibe energía desde las subestaciones de Termoflores, Nueva Barranquilla, Tebsa, Caracolí y Sabanalarga. En el departamento del Magdalena, el suministro proviene de las subestaciones Santa Marta, Río Córdoba y Fundación. Por su parte, el departamento de La Guajira es abastecido desde las subestaciones Cuestecitas y Termoguajira 220/110/34,5 kV.

A partir de estas subestaciones, la energía se distribuye hacia otras subestaciones y líneas de 110 kV dentro de cada departamento. La red de media tensión, que es alimentada desde subestaciones AT/MT, opera principalmente a niveles de 34,5 kV para la interconexión entre subestaciones. Finalmente, los circuitos primarios de distribución, tanto urbanos como rurales, operan a niveles de 13,8 kV.

3.1 ÁREA DE INFLUENCIA

Air-e cuenta con operación principalmente en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira; sin embargo, debido a cercanías geográficas, también cuenta con usuarios rurales en el departamento de Bolívar. Todo este sistema funciona como una única área operativa.

COBERTURA GEOGRÁFICA



Ilustración 2 Cobertura geográfica red eléctrica de Air-e.

3.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA (SUBESTACIONES, LÍNEAS, REDES, TRANSFORMADORES)

Al cierre del 2025, la infraestructura empleada para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de cobertura atendida por Air-e, registraba 62 subestaciones, 38 líneas de 110 kV, 56 líneas de 34.5 kV y 285 circuitos de 13.8 kV.

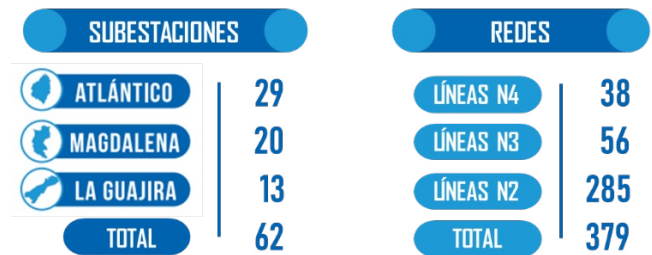


Ilustración 3 Subestaciones y líneas operadas por Air-e.

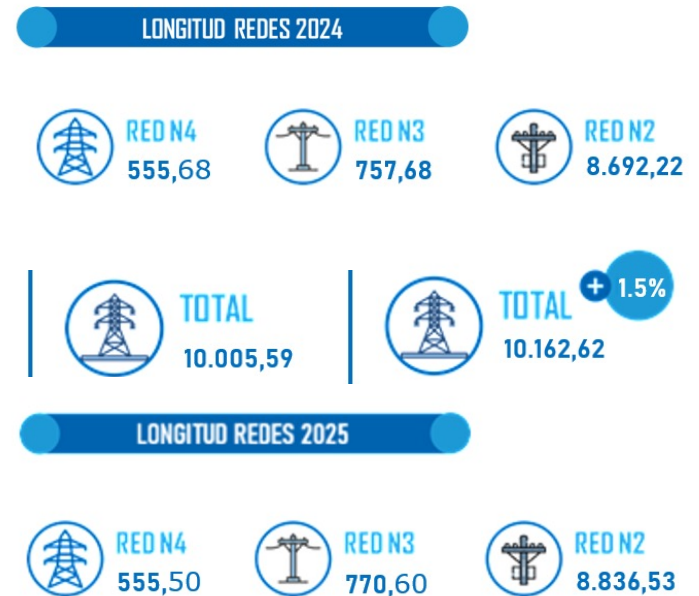


Ilustración 4 Longitud de las redes operadas por Air-e.

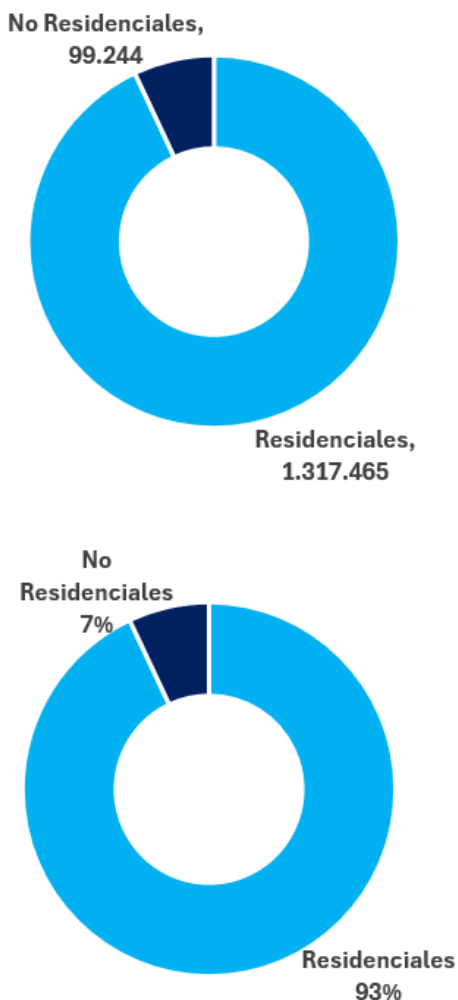


3.3 USUARIOS ATENDIDOS

Con corte a diciembre de 2025, la infraestructura operada por Air-e atendió un total de 1.416.709 usuarios, lo que representa un crecimiento del 7,2 % en comparación con los 1.320.912 usuarios atendidos al cierre de 2024. Alrededor del 59,8 % se ubicó en el departamento del Atlántico, el 25,6 % en Magdalena y el 14,6 % en La Guajira.

DEPARTAMENTO	TOTAL DE USUARIOS
ATLÁNTICO	847.776
MAGDALENA	362.234
LA GUAJIRA	206.699
TOTAL	1.416.709

Asimismo, el 93 % de los usuarios corresponde al segmento residencial, mientras que el 7 % pertenece a usuarios no residenciales.



Gráfica 4 Distribución por tipo de usuario.

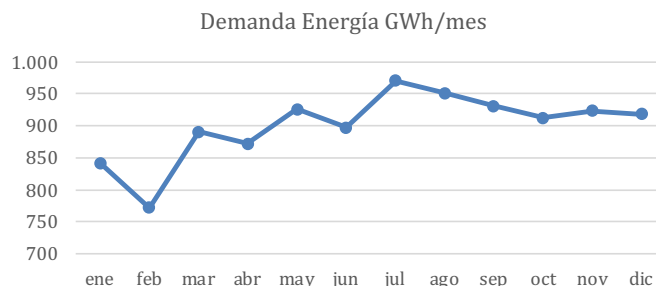
CLASIFICACIÓN POR ESTRATO

Tabla 3 Clasificación de usuarios según departamento y estrato.

Tipo de usuario	Estrato	Total Usuarios		
		Atlántico	Magdalena	La Guajira
Residencial	1	361.657	199.585	121.018
	2	215.063	54.645	59.213
	3	117.166	52.370	11.659
	4	57.796	13.137	516
	5	20.372	5.838	119
	6	14.384	12.927	-
No Residencial	Industrial	2.720	1.177	179
	Comercial	44.885	15.550	9.701
	Oficial	1.866	1.310	959
	Provisional	126	29	5
	Alumbrado Público	11.741	5.666	3.330
Total		847.776	362.234	206.699

3.4 DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Durante el año 2025, la demanda de energía presenta una dinámica con variaciones a lo largo del año, evidenciando un comportamiento estacional marcado.



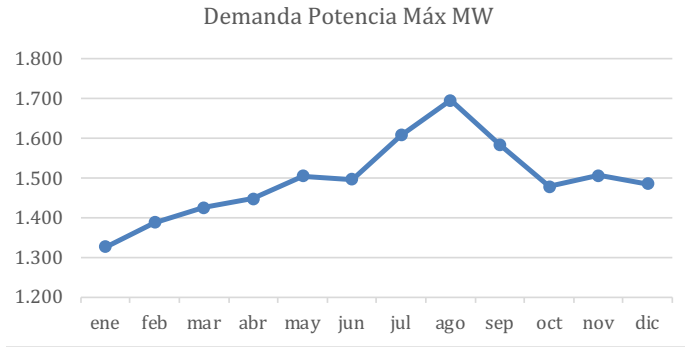
Gráfica 5 Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica 2025.

En el primer bimestre se registra el nivel más bajo del año, alcanzando su mínimo en febrero. A partir de marzo, se observa una recuperación significativa de la demanda, con un crecimiento sostenido que se consolida hasta mayo.

Posteriormente, entre junio y julio, la demanda continúa aumentando hasta alcanzar su punto máximo en julio. A partir de este mes, se presenta una tendencia decreciente durante el tercer trimestre, con una reducción gradual en los niveles de consumo entre agosto y octubre.

En general, la demanda se mantuvo relativamente estable en el segundo semestre, con variaciones moderadas a lo largo del periodo 2025.

Para la misma vigencia, la demanda de potencia máxima presenta una tendencia creciente desde enero hasta agosto, mes en el que se alcanza el valor más alto del año. Posteriormente, se observa una disminución gradual hasta octubre, seguida de una leve recuperación en noviembre y una ligera reducción en diciembre.



Gráfica 6 Demanda máxima de potencia eléctrica 2025.

En general, el comportamiento evidencia una estacionalidad marcada, con mayores niveles de demanda en los meses de mitad de año y variaciones moderadas en el resto del periodo.

3.5 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

Con la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018 se establecieron metas de mejora del 8% en los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, las cuales deben ser cumplidas por los Operadores de Red con base en los valores de referencia definidos en la Resolución CREG 024 de 2021.

A continuación, se presenta lo correspondiente al resultado real:

Tabla 4 Resultado SAIDI 2025.

Año del periodo tarifario	SAIDI Meta	SAIDI Real
2025	76,08	38,21

Tabla 5 Resultado SAIFI 2025.

Año del periodo tarifario	SAIFI Meta	SAIFI Real
2025	61,06	29,96

3.6 SOLICITUDES DE CONEXIÓN

La transición energética es una realidad en las regiones de Atlántico, La Guajira y Magdalena. El incremento exponencial en las solicitudes no es un hecho sorprendente, sino una tendencia que se ha venido consolidando con los años. Lo anterior se evidencia en que, para el año 2025, se gestionaron conforme a la Resolución CREG 174 de 2021 un total de 4.150 solicitudes, lo que representa un incremento del 58 % frente a las 2.438 solicitudes registradas en 2024, tal como se muestra en la siguiente imagen.



Ilustración 5 Solicitudes recibidas 2024 vs 2025.

Así las cosas, los beneficios establecidos por la normativa vigente, tales como las excepciones asociadas a la energía reactiva y los incentivos en la tarifa de energía, entre otros, han llevado a que cada vez más usuarios opten por este tipo de soluciones energéticas. A continuación, se presenta la cantidad de solicitudes que han sido recibidas en el año 2025 en los diferentes niveles de tensión, así como su capacidad instalada y declarada.

Tabla 6 Número de solicitudes recibidas por nivel de tensión

NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDAD DE SOLICITUDES	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	CAPACIDAD DECLARADA (MW)
1	1421	341	341
2	2729	2184	2170

Finalmente, nos permitimos relacionar proyectos representativos que han completado satisfactoriamente el proceso de conexión conforme a lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021, durante el año 2025. Para cada proyecto se presenta la capacidad instalada y declarada, así como su ubicación geográfica y el circuito de conexión mediante el cual se realiza la inyección de excedentes a la red.



4. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

Air-e opera el sistema eléctrico de distribución que cubre los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira, y se alimenta principalmente a partir de subestaciones en niveles de 220/110 kV.

En el departamento del Atlántico, la red recibe energía desde las subestaciones de Termoflores, Nueva Barranquilla, Tebsa, Caracolí y Sabanalarga. En el departamento del Magdalena, el suministro proviene de las subestaciones Santa Marta, Río Córdoba y Fundación. Por su parte, el departamento de La Guajira es abastecido desde las subestaciones Cuestecitas y Termoguajira 220/110/34,5 kV.

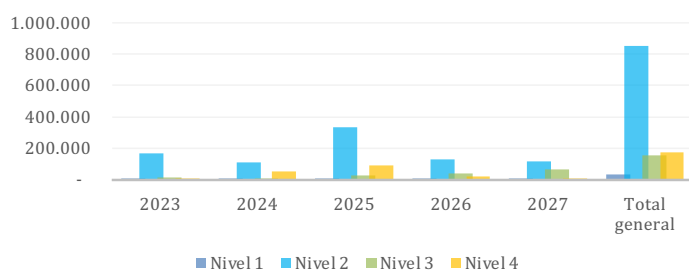
A partir de estas subestaciones, la energía se distribuye hacia otras subestaciones y líneas de 110 kV dentro de cada departamento. La red de media tensión, que es alimentada desde subestaciones AT/MT, opera principalmente a niveles de 34,5 kV para la interconexión entre subestaciones. Finalmente, los circuitos primarios de distribución, tanto urbanos como rurales, operan a niveles de 13,8 kV.

Tabla 7 Proyectos relevantes conectados en el 2025.

PROYECTO	CIRCUITO	NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (KW)	CAPACIDAD DECLARADA (KW)
POSTOBÓN S.A.	LN-5125	3	4600	4600
GD Parque Solar Caracol I	CARACOLI 5	2	996	996
GD Parque Solar Caracol II	CARACOLI 5	2	996	996
Parque Solar Caracol III	CARACOLI 5	2	996	996
GD Parque Solar Cadillo II	CARACOLI 5	2	996	996
GD PULOY	CARACOLI 5	2	990	990
GRASAS Y DERIVADOS S.A.	RIO CORDOBA I	2	1300	999
GD POLONUEVO RURAL	POLONUEVO	2	990	990
GD WE-202	MINGUEO	2	990	990
GD WE-202,1	MINGUEO	2	990	990
GD GUACAMAYAL RURAL II	LN-5116	3	960	960
GD VILLANUEVA	MOLINO	2	990	990
GD PARQUE SOLAR PALMERAS I	TESORO	2	990	990
GD PARQUE SOLAR PALMERAS III	TESORO	2	990	990
GD PARQUE SOLAR PALMERAS IV	TESORO	2	990	990
GD PARQUE SOLAR PALMERAS II	TESORO	2	990	990
GD SEVILLANO RURAL II	SEVILLA	2	990	990

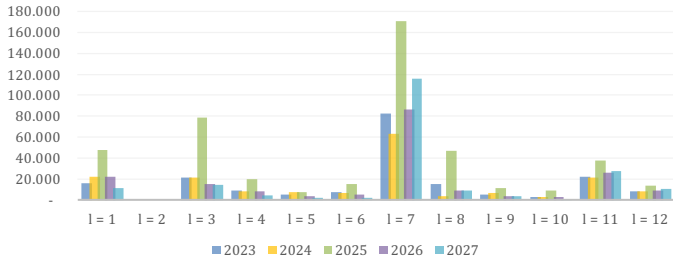
4.1 VALOR DEL PLAN DE INVERSIONES APROBADO

A continuación, se presentan las inversiones aprobadas por la CREG, clasificadas por nivel de tensión para cada uno de los años, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 501 109 de 2024.



Gráfica 7 Resumen INVA - Inversión Nivel de tensión por año.

CATEGORÍA DE ACTIVOS



Gráfica 8 Inversión por categoría de activos por año.

POR TIPO DE INVERSIÓN

Tabla 8 Inversión por tipo.

Tipo de inversión	2023	2024	2025	2026	2027	Total general
I	2.736	102	7.518	-	-	10.356
II	57.375	56.172	195.657	11.537	2.564	323.305
III	40.588	17.121	57.897	45.561	33.077	194.243
IV	94.633	97.643	197.156	134.867	165.226	689.524
Total general	195.332	171.037	458.228	191.964	200.866	1.217.428

ÁREA GEOGRÁFICA

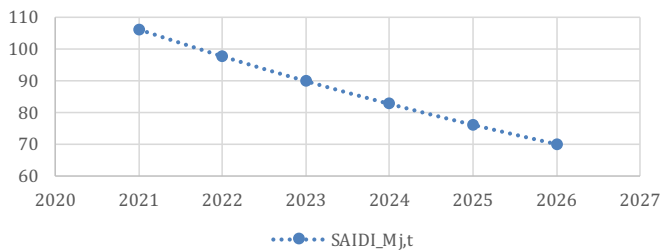
Tabla 9 Inversión por área geográfica.

Departamento	2023	2024	2025	2026	2027	Total general
ATLÁNTICO	98.065	105.415	231.624	124.036	101.918	661.058
LA GUAJIRA	43.553	24.771	69.609	35.602	36.397	209.932
MAGDALENA	53.714	40.850	156.994	32.327	62.552	346.438
Total general	195.332	171.037	458.228	191.964	200.866	1.217.428

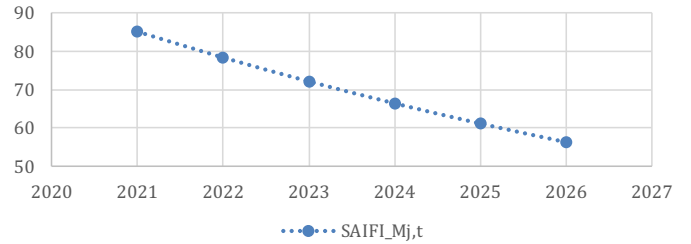
4.2 METAS DEL PLAN DE INVERSIÓN

CALIDAD MEDIA

Las metas propuestas para los años del periodo 2021 – 2026 para la calidad media del sistema, se presentan en la gráfica 7 para el indicador SAIDI y en la gráfica 8 para el indicador SAIFI, que representan respectivamente, la duración y la frecuencia de los eventos que afectan la calidad del servicio de los usuarios conectados a las redes operadas por Air-e.



Gráfica 9 Meta del indicador de duración, para el periodo 2021 - 2026. [horas]



Gráfica 10 Meta del indicador de frecuencia, para el periodo 2021 - 2026. [veces]

CALIDAD INDIVIDUAL

Los indicadores utilizados para la medición de la calidad individual del servicio permiten identificar los niveles mínimos de calidad que debe garantizar Air-e a los usuarios conectados a su sistema. En este contexto, los indicadores DIU y FIU representan, respectivamente, la duración y la frecuencia total de las interrupciones percibidas por cada usuario durante un periodo anual.

Para la aplicación del esquema de compensaciones, se establecen indicadores de calidad mínima garantizada, correspondientes a la duración máxima anual de interrupciones (DIUG) y al número máximo de eventos (FIUG), los cuales deben ser garantizados por el Operador de Red a sus usuarios. Estos indicadores permanecen fijos durante todo el período tarifario, de conformidad con la regulación vigente.

GRUPO DE CALIDAD: X Y

X Nivel de ruralidad (IR)

- 1 Usuario urbano de un municipio con igual o más de 100.000 habitantes.
- 2 Usuario urbano de un municipio con menos de 100.000 habitantes.
- 3 Usuario rural de un municipio

Y Nivel de riesgo (IFR)

- 1 IFR < 22
 - 2 22 < IFR <= 45
 - 3 45 < IFR <= 100
- Cada municipio aparece clasificado en el capítulo 16 de la R CREG 015/2018

Ilustración 6 Grupos de calidad individual.

En la Resolución CREG 024 del 2021 se establecieron los indicadores de calidad mínima considerando el nivel de ruralidad, riesgo y nivel de tensión.

Tabla 10 DIUG nivel de tensión 2 y 3. [horas]

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	111,08	136,03	277,71
Riesgo 2	110,65	164,76	360,00
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 11 DIUG nivel de tensión 1. [horas]

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	128,30	191,82	332,44
Riesgo 2	164,78	251,39	360,00
Riesgo 3	-	-	360,00

Tabla 12 FIUG nivel de tensión 2 y 3. [veces]

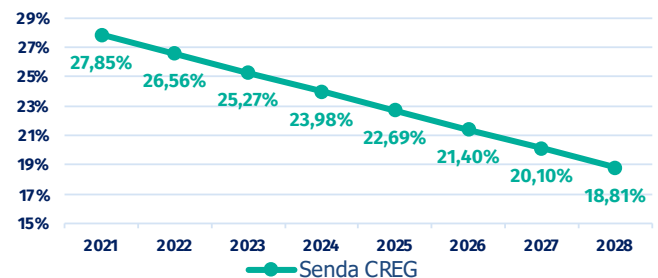
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	124	126	341
Riesgo 2	122	141	360
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 13 FIUG nivel de tensión 1. [veces]

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	130	134	258
Riesgo 2	134	192	344
Riesgo 3	-	-	360

GESTIÓN PÉRDIDAS DE ENERGÍA

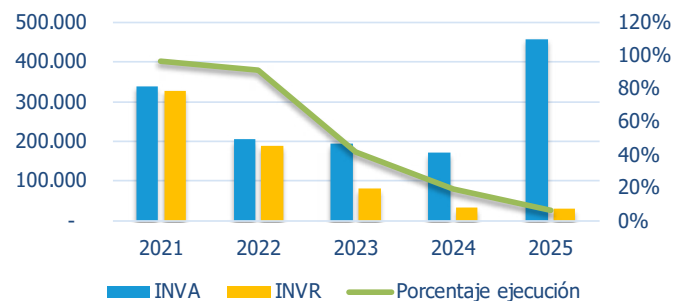
A continuación, se detalla la senda de reducción de pérdidas aprobada para Air-e mediante Resolución CREG 078 de 2021.



Gráfica 11 Senda de Reducción de Pérdidas aprobada para Air-e

4.3 COMPARACIÓN ENTRE PLAN APROBADO Y EJECUCIÓN REAL

Con el propósito de evaluar el grado de cumplimiento del plan de inversión aprobado por la CREG para el periodo 2021–2025, a continuación, se presenta el comparativo entre los valores aprobados y la ejecución real registrada a la fecha.



Gráfica 12 Evolución de las inversiones respecto al porcentaje de ejecución real histórico.

El costo de reposición de referencia (CRR) representa el valor reconocido por la regulación para estimar el costo eficiente de los activos requeridos para la prestación del servicio de distribución, y constituye un insumo clave en la determinación de los ingresos del operador de red.

En este contexto, el costo de reposición de referencia al inicio del período tarifario (CRRj), aprobado para Air-e mediante la Resolución CREG 024 de 2021 y modificado por la Resolución CREG 078 de 2021, se presenta a continuación:

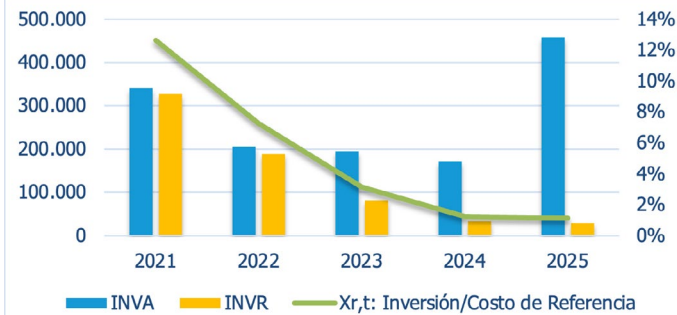
Tabla 14 Crr por nivel de tensión aprobado.

VARIABLE	PESOS DE DICIEMBRE 2017
CRR_j	2.592.647.222.677
Crr_{j,4}	683.473.600.736
Crr_{j,3}	288.259.058.198
Crr_{j,2}	981.522.670.739
Crr_{j,1}	639.391.893.005

Considerando la ejecución del año 2025, se establece el Porcentaje de inversión proyectada o ejecutada anual (Xr, t), de acuerdo con lo definido en el numeral 7.1.4.3.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 15 Cálculo Xr,t 2025.

VARIABLE	PESOS DE DICIEMBRE 2017
CRR_j	2.592.647.222.677
INVR 2025	29.600.242.568
Xr, t	1,14%



Gráfica 13 Evolución de las inversiones respecto al Xr,t histórico.



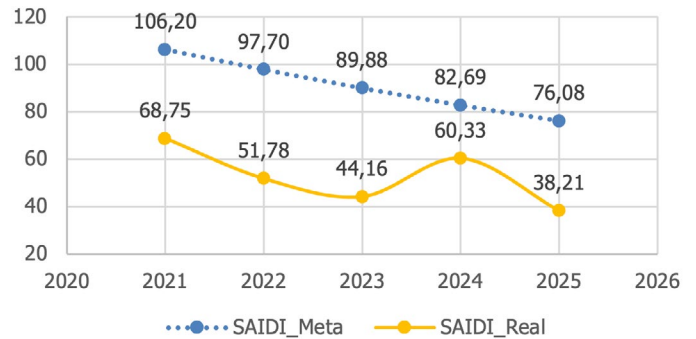
5. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS

Durante la vigencia 2025, en el marco de la intervención de la SSPD, se presenta el análisis del avance en el cumplimiento de las metas regulatorias, considerando que los esfuerzos del operador estuvieron orientados en garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica, mantener la calidad del servicio, preservar la confiabilidad del sistema y velar por el bienestar de los usuarios.

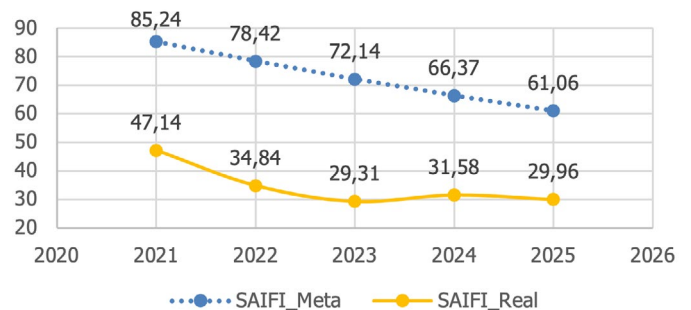
A partir de este contexto, se realiza la comparación entre los resultados alcanzados y los objetivos definidos para el periodo, con el fin de evaluar el desempeño del operador de red frente a los compromisos establecidos en el marco regulatorio vigente.

5.1. DESEMPEÑO DE LAS METAS CALIDAD DEL SERVICIO CALIDAD MEDIA

Los indicadores de calidad media del servicio en el SDL, medidos a través de SAIDI (duración) y SAIIFI (frecuencia), evidencian una mejora significativa en el periodo analizado, en línea con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y las metas regulatorias definidas por la CREG.



Gráfica 14 Evolución del indicador de calidad media SAIDI.



Gráfica 15 Evolución del indicador de calidad media SAIIFI.

Entre 2021 y 2025, el SAIDI se redujo de 68,75 a 38,21 horas, lo que representa una disminución del 44,4%, mientras que el SAIFI pasó de 47,14 a 29,96 veces, con una reducción del 36,4%. Estos resultados reflejan una mejora sustancial en la continuidad del servicio percibida por los usuarios.

Lo anterior ha sido posible gracias al fortalecimiento del esquema operativo, incluyendo el dimensionamiento de brigadas, la gestión de materiales críticos para la atención de contingencias y la ejecución de programas de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo en redes de media y baja tensión.

Adicionalmente, se destacan mejoras relevantes a nivel de circuitos en los departamentos de Magdalena, La Guajira y Atlántico, donde las intervenciones realizadas han permitido reducciones superiores al 65% en la duración de las interrupciones, impactando positivamente la calidad del servicio y el bienestar de los usuarios.

En conjunto, estos resultados evidencian el efecto positivo de las inversiones y acciones implementadas en la red de distribución, contribuyendo al cumplimiento de las metas regulatorias y a la mejora sostenida del servicio en la región.

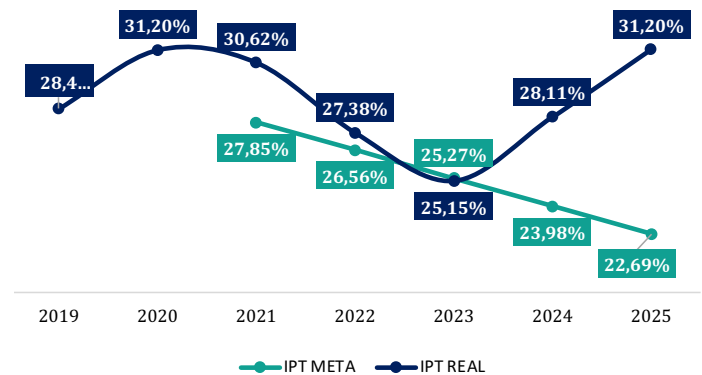
5.2. GESTIÓN PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En el marco del Plan de Reducción de Pérdidas, desde el inicio de la intervención en septiembre de 2024 se han implementado estrategias orientadas a contener el crecimiento de las pérdidas no técnicas, a partir del análisis de balances energéticos y la identificación de sectores críticos para focalizar las acciones operativas.

La ejecución del plan se ha desarrollado en un entorno retador, marcado por limitaciones operativas, disponibilidad de materiales, incremento en la demanda de energía y condiciones sociales que han dificultado la intervención en algunas zonas. Adicionalmente, se han identificado conexiones irregulares y dinámicas de consumo que han requerido fortalecer las acciones de control, normalización del servicio y gestión comercial.

A pesar de estos desafíos, la compañía ha priorizado la implementación de acciones orientadas al control de

pérdidas, mediante el fortalecimiento del control técnico y comercial, la optimización de la infraestructura y la tecnificación de los sistemas de medición.



Gráfica 16 Comportamiento Senda IPT Móvil META Senda Regulatoria Vs IPT Real Air-e.

En términos de resultados, durante 2024 el Índice de Pérdidas Totales (IPT) se ubicó en 28,11%, por encima de la meta regulatoria de 23,98%. Para 2025, el IPT móvil alcanzó 31,20%, superando la senda regulatoria establecida en 22,69%, lo que evidencia la necesidad de continuar fortaleciendo las inversiones y las acciones operativas para la reducción de pérdidas en el mediano y largo plazo.





6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

En la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, el crecimiento de la demanda constituye uno de los principales criterios para la identificación de las necesidades de inversión en infraestructura, con el fin de atender los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro de energía en el corto, mediano y largo plazo. Asimismo, la definición de inversiones eficientes en reposición de infraestructura se orienta al aseguramiento de estos niveles de servicio, considerando aspectos técnicos, ambientales y sociales.

Tabla 16 Porcentaje de ejecución 2025.

Año de inversión	Inversiones Aprobadas (COP/dic-2017)	Inversiones Ejecutadas (COP/dic-2017)	Porcentaje de ejecución
2025	458.227.889.247	29.600.290.755	6,5%

Lo anterior se da en el marco especial de la intervención por parte de la SSPD, bajo la cual la compañía priorizó la asignación de recursos hacia la garantía de la continuidad del servicio, la confiabilidad de la red y el mantenimiento de la calidad del suministro. En este contexto, se dio prelación a la atención de activos críticos, la ejecución de mantenimientos y la gestión de contingencias operativas, lo que implicó ajustar el ritmo de ejecución de nuevas inversiones frente a lo inicialmente planificado, asegurando la estabilidad del sistema y la prestación del servicio a los usuarios.

6.1 DESVIACIONES AGREGADAS DEL PLAN

En este contexto, se presenta el análisis de las desviaciones registradas en la ejecución del plan de inversiones frente a los montos y actividades aprobados, teniendo en cuenta las condiciones operativas, financieras y del entorno que incidieron en su desarrollo. Este análisis permite identificar las principales causas de las variaciones y evaluar su impacto en la ejecución del plan y en la prestación del servicio.

Tabla 17 Desviación de las inversiones 2025.

Inversiones Aprobadas vs Ejecutadas para el Año 2025				
Nivel / Categoría		Total Aprobado	Total Ejecutado	Cumplimiento
Nivel de Tensión 4		\$69.549	\$142	0,2%
1	Transformadores de potencia	\$0	\$0	0,0%
3	Bahías y celdas	\$6.971	\$0	0,0%
4	Equipos de control y comunicaciones	\$5.852	\$0	0,0%
5	Equipos de subestación	\$3.490	\$0	0,0%
6	Otros activos subestación	\$8.748	\$0	0,0%
7	Líneas aéreas	\$12.727	\$142	1,1%
8	Líneas subterráneas	\$28.789	\$0	0,0%
10	Centro de control	\$2.971	\$0	0,0%
Nivel de Tensión 3		\$57.945	\$547	0,9%
1	Transformadores de potencia	\$11.710	\$0	0,0%
3	Bahías y celdas	\$25.064	\$0	0,0%
4	Equipos de control y comunicaciones	\$4.956	\$2	0,0%
5	Equipos de subestación	\$687	\$0	0,0%
6	Otros activos subestación	\$2.517	\$0	0,0%
7	Líneas aéreas	\$8.747	\$513	5,9%
8	Líneas subterráneas	\$606	\$30	4,9%
9	Equipos de línea	\$685	\$2	0,2%
10	Centro de control	\$2.971	\$0	0,0%
Nivel de Tensión 2		\$279.852	\$12.197	4,4%
1	Transformadores de potencia	\$35.787	\$2.716	7,6%
3	Bahías y celdas	\$46.713	\$0	0,0%
4	Equipos de control y comunicaciones	\$8.813	\$45	0,5%
5	Equipos de subestación	\$3.706	\$1.045	28,2%
6	Otros activos subestación	\$4.324	\$86	2,0%
7	Líneas aéreas	\$149.009	\$3.765	2,5%
8	Líneas subterráneas	\$17.836	\$4.239	23,8%
9	Equipos de línea	\$10.692	\$301	2,8%
10	Centro de control	\$2.971	\$0	0,0%
Nivel de Tensión 1		\$50.882	\$16.714	32,8%
11	Transformadores de distribución	\$37.461	\$16.455	43,9%
12	Redes de distribución	\$13.421	\$259	1,9%
Total general		\$458.228	\$29.600	6,5%

Durante la ejecución del plan de inversión 2025 se presentaron desviaciones significativas frente a los montos aprobados, en un contexto de restricciones operativas y financieras que afectaron la disponibilidad de recursos y el ritmo de ejecución.

En este escenario, las inversiones se orientaron principalmente a garantizar la continuidad del servicio, priorizando la atención de activos y circuitos en condiciones críticas, especialmente aquellos con altos niveles de

cargabilidad y riesgo de falla. Estas decisiones permitieron preservar la confiabilidad del sistema, aunque implicaron ajustes frente a lo inicialmente planificado.

A pesar de estas limitaciones, las acciones implementadas contribuyeron a mejorar la calidad del servicio, reflejada en la reducción del SAIDI de 68,75 horas en 2021 a 38,21 horas en 2025, y del SAIFI de 47,14 a 29,96 veces en el mismo periodo, evidenciando la efectividad de las intervenciones para sostener la operación del sistema.

7. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

Air-e como OR en los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira, ha realizado inversiones significativas para optimizar la calidad del servicio eléctrico. Con un total de \$32,445 millones COP destinados a mejorar los indicadores, la empresa ha ejecutado proyectos clave para modernizar la infraestructura y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, reafirmando su compromiso con la satisfacción de los usuarios y el desarrollo de las comunidades atendidas.

Estos recursos han permitido la instalación de nuevos transformadores, la modernización de líneas y circuitos, así como la implementación de reguladores de 34.5 kV y la optimización de circuitos. Gracias a estas iniciativas, se ha logrado una distribución de energía más estable y confiable, reduciendo las interrupciones del servicio. Esto ha disminuido los inconvenientes tanto para hogares como para comercios e industrias, asegurando una operación más eficiente y continua.

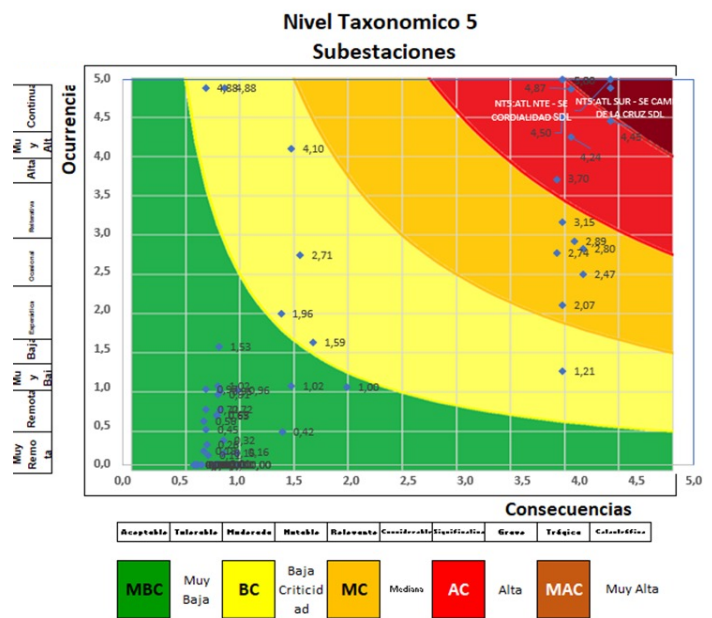
El impacto de estas inversiones se refleja en la evolución de los principales indicadores de calidad del servicio. El índice SAIDI presentó una disminución significativa, pasando de 68.75 horas en 2021 a 38.21 horas en 2025. De igual forma, el SAIFI mostró una mejora notable, reduciéndose de 47.14 veces en 2021 a 29.96 veces en 2025.

Debe presentarse con suficiente detalle para su identificación y verificación.

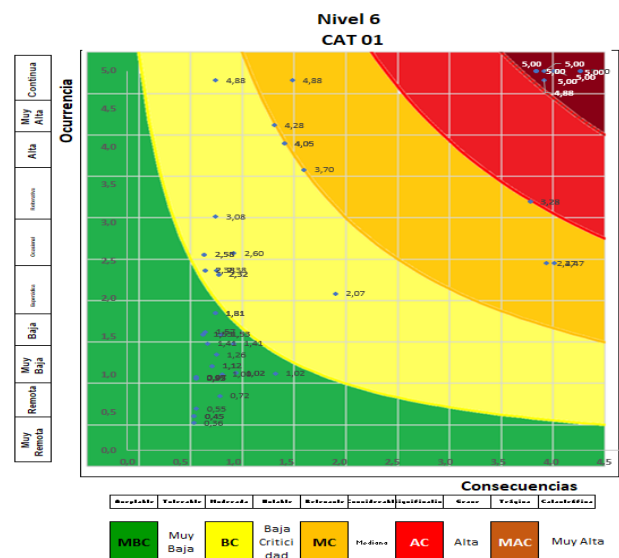
8. GESTIÓN DE ACTIVOS

Para el informe de avance en la implementación del Sistema de Gestión de activos, la empresa completó la evaluación de la criticidad, el estado de salud, la antigüedad y la obsolescencia de los activos durante el año 2025.

Este análisis sirvió como base para la elaboración de los planes de inversión correspondientes al período 2026-2030. A continuación, se presenta el análisis detallado de los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), específicamente para los niveles taxonómicos 5 y 6, abarcando las subestaciones eléctricas y los circuitos de distribución.



Gráfica 17 Criticidad en subestaciones del SDL.



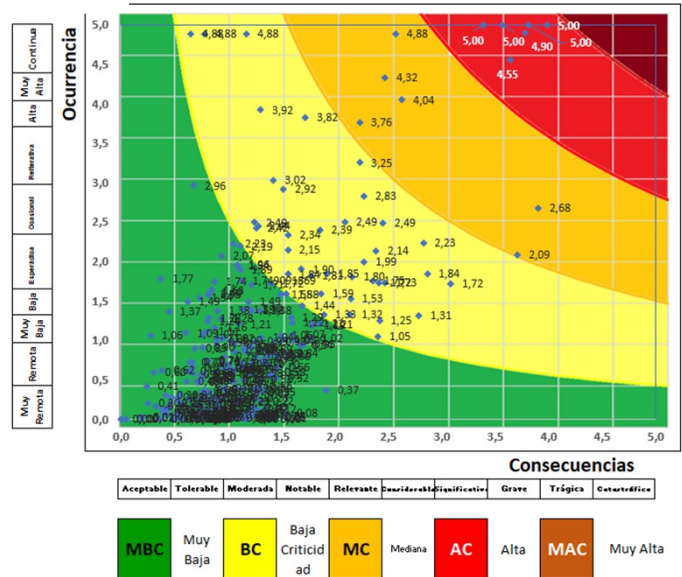
Gráfica 18 Criticidad en Transformadores de potencia del SDL.

TOP	Territorial	CODIGO	Subestaciones	C	O	R	Zona de Riesgo
1	ATL SUR	20026767	NT5:ATL SUR - SE CAMPO DE LA CRUZ SDL	4,43	4,88	22,15	MAC
2	ATL NTE	20026768	NT5:ATL NTE - SE CORDIALIDAD SDL	4,03	5,00	20,15	MAC
3	GUA	20028272	NT5:GUA - SE RIOHACHA SDL	3,85	4,45	17,15	AC
4	ATL NTE	20028674	NT5:ATL NTE - SE VEINTE DE JULIO SDL	3,52	2,47	8,70	MC
5	ATL SUR	20026678	NT5:ATL SUR - SE BARANOA SDL	1,30	4,87	6,35	BC
6	GUA	20028185	NT5:GUA - SE CUESTECITAS SDL	1,49	4,24	6,31	BC
7	ATL SUR	20027766	NT5:ATL SUR - SE MALAMBO SDL	1,88	3,15	5,92	BC
8	MAG	20027068	NT5:MAG - SE FUNDACION SDL	1,17	5,00	5,84	BC
9	MAG	20027790	NT5:MAG - SE MANZANARES SDL	3,93	1,21	4,76	BC
10	GUA	20027079	NT5:GUA - SE FONSECA SDL	0,91	5,00	4,56	BC

Tabla 18 Top 10 de Subestaciones.

Se destaca la subestación Cordialidad, la cual presenta una criticidad muy alta debido a su impacto significativo en eventos relacionados con el transformador de potencia y las celdas de media tensión. Asimismo, las subestaciones Campo de la cruz y Riohacha también presentan una alta criticidad.

Nivel Taxonomico 5
Circuitos



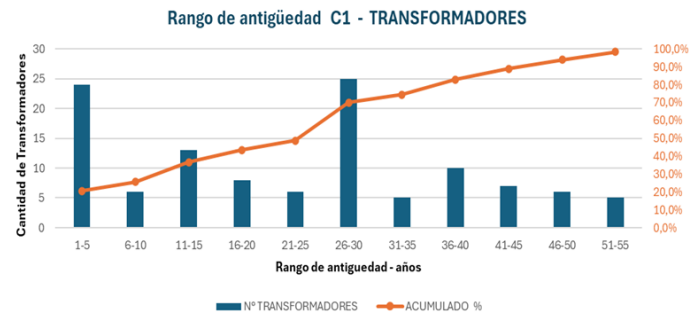
Gráfica 19 Criticidad en circuitos del SDL.

TOP	Territorial	Codigo CTO	Circuitos	C	O	R	Zona de Riesgo
1	ATL SUR	10676702	NT5:ATL SUR - SUAN - SDL	3,38	5,00	16,92	AC
2	ATL SUR	10837101	NT5:ATL SUR - SG-01 - SDL	3,78	4,90	18,52	AC
3	ATL NTE	10908988	NT5:ATL NTE - LAS MALVINAS - SDL	3,98	5,00	19,92	AC
4	GUA	10847401	NT5:GUA - MINGUEO - SDL	3,81	5,00	19,04	AC
5	MAG	10837702	NT5:MAG - CERRO KENEDY - SDL	3,57	5,00	17,83	AC
6	MAG	10909547	NT5:MAG - BONDA 2 - SDL	3,64	4,55	16,59	AC
7	ATL SUR	10658001	NT5:ATL SUR - LURUACO - SDL	2,63	4,04	10,62	MC
8	ATL SUR	10910750	NT5:ATL SUR - MALAMBO 7 - SDL	3,71	2,09	7,73	MC
9	ATL NTE	10676803	NT5:ATL NTE - MACARENA - SDL	2,56	4,88	10,31	MC
10	ATL NTE	10909447	NT5:ATL NTE - VEINTE DE JULIO 14 - SDL	3,90	2,68	10,45	MC

Tabla 19 Top 10 de circuitos 13.8 Kv.

Se identifican los circuitos Suan, SG-01, Las Malvinas, Mingueo, Cerro Kennedy y Bonda 2 como los más críticos dentro del Sistema de Distribución Local (SDL).

El análisis de la antigüedad de los activos se realizó a nivel taxonómico 6, identificando las categorías 1 (Transformadores de potencia) y 3 (Bahías y celdas) como los activos de mayor relevancia.

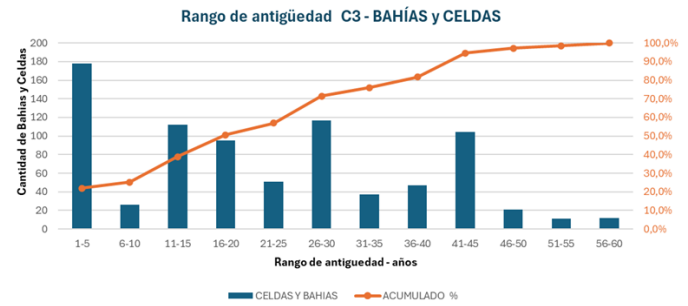


Gráfica 20 Antigüedad de transformadores de potencia.

En la categoría 1 de transformadores de potencia se cuenta con un total de 117 transformadores. De estos, predominan los activos con rango de edad entre 1 y 5 años, con 24 transformadores, lo que corresponde al 20,5% del total. Asimismo, se observa que 51 transformadores (43,6%) presentan una antigüedad igual o inferior a 20 años, tiempo de vida útil que garantiza el fabricante a su capacidad nominal. De acuerdo con la tabla 3 de la Resolución 015 de la CREG de 2018, modificada por la Resolución 085 de 2018, la vida útil regulatoria de los transformadores de potencia es de 35 años para los equipos instalados después del año 2007, mientras que para los equipos instalados antes de 2007 se reconoce una vida útil regulatoria de 25 años para el reporte del año 2020. Al comparar esta referencia con los datos de la tabla, se evidencia que 87 transformadores (74,4%) se encuentran en un rango de antigüedad igual o inferior a 35 años. Por otro lado, 30 transformadores (25,6%) presentan una antigüedad superior a 35 años.

a	Activo	Antigüedad	Rango	Cantidad	% Acumulado	Cantidad Acumulada
1	Transformadores de Potencia	1-5	R01	24	20,5%	24
		6-10	R02	6	25,6%	30
		11-15	R03	13	36,8%	43
		16-20	R04	8	43,6%	51
		21-25	R05	6	48,7%	57
		26-30	R06	25	70,1%	82
		31-35	R07	5	74,4%	87
		36-40	R08	10	82,9%	97
		41-45	R09	7	88,9%	104
		46-50	R10	6	94,0%	110
		51-55	R11	5	98,3%	115
		56-60	R12	2	100,0%	117
Total				117		

Tabla 20 Rango de antigüedad de los transformadores de potencia.



Gráfica 21 Histograma del rango de antigüedad de bahías y celdas.

En la categoría 3 correspondiente a celdas y bahías se cuenta con un total de 811 activos. De estos, predominan los activos con rango de edad entre 1 y 5 años, con 178 equipos, lo que corresponde al 21,9% del total. Asimismo, se observa que 411 activos (50,7%) presentan una antigüedad igual o inferior a 20 años, tiempo de vida útil en el que el fabricante recomienda ejecutar un mantenimiento mayor. De acuerdo con la Tabla 3 de la Resolución 015 de la CREG de 2018, modificada por la Resolución 085 de 2018, la vida útil regulatoria para las bahías y celdas es de 35 años para los niveles de tensión 2, 3 y 4. Al comparar esta referencia con los datos de la tabla, se evidencia que 616 activos (76,0%) se encuentran en un rango de antigüedad igual o inferior a 35 años. Por otro lado, 195 activos (24,0%) presentan una antigüedad superior a 35 años.

Categoría	Activo	Antigüedad	Rango	Cantidad	% Acumulado	Cantidad Acumulada
3	Celdas y Bahías	1-5	R01	178	21,9%	178
		6-10	R02	26	25,2%	204
		11-15	R03	112	39,0%	316
		16-20	R04	95	50,7%	411
		21-25	R05	51	57,0%	462
		26-30	R06	117	71,4%	579
		31-35	R07	37	76,0%	616
		36-40	R08	47	81,8%	663
		41-45	R09	104	94,6%	767
		46-50	R10	21	97,2%	788
		51-55	R11	11	98,5%	799
		56-50	R12	12	100,0%	811
Total				811		

Tabla 21 Histograma del rango de antigüedad de bahías y celdas.

Se evaluó la obsolescencia de los principales activos, encontrándose los siguientes resultados:

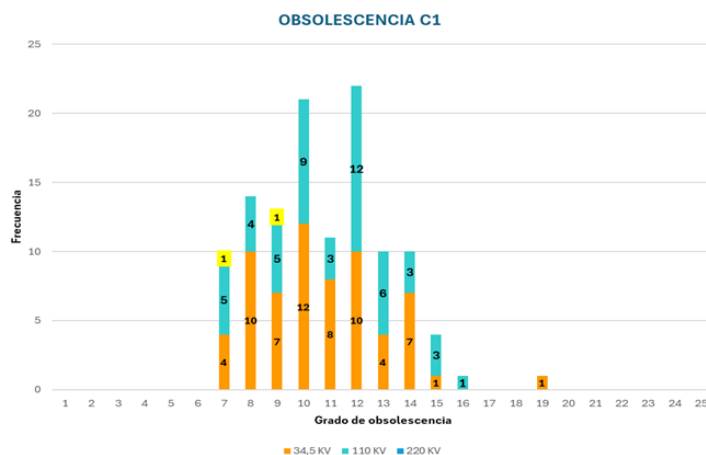
El análisis de obsolescencia realizado sobre 117 transformadores de potencia pertenecientes a los niveles de tensión 3 (34,5 kV), 4 (110 kV) y 5 (220 kV) evidencia que el grado de obsolescencia de los activos se encuentra en un rango entre 7 y 19, concentrándose principalmente entre los valores 8 y 12.

Se presenta la distribución de frecuencias del grado de obsolescencia, en la cual se identifican concentraciones importantes alrededor de los grados 8, 10 y 12, lo que indica que una proporción significativa de los transformadores se ubica en niveles de obsolescencia leve y moderado según la clasificación establecida (0-5 muy leve, 6-10 leve, 11-15 moderado, 16-20 crítico y 21-25 muy crítico). No obstante, también se observan algunos equipos con valores superiores a 16, lo que refleja la presencia de activos en condición crítica.

A nivel de tensión, el comportamiento es el siguiente:

- **Nivel de tensión 5 (220 kV):** los 2 transformadores evaluados presentan grados de obsolescencia ubicados entre leve y moderado, sin evidenciar condiciones críticas que impliquen necesidades inmediatas de reposición.
- **Nivel de tensión 4 (110 kV):** se identifican 9 transformadores con grado de obsolescencia igual o superior a 11, lo que los ubica en condición moderada, y 3 equipos con valores superiores a 16, clasificados como críticos, los cuales deben considerarse dentro de los planes de renovación o estrategias de mantenimiento reforzado.
- **Nivel de tensión 3 (34,5 kV):** se presentan 12 transformadores con grado de obsolescencia igual o superior a 11, constituyendo el grupo más representativo con condición moderada de envejecimiento.

En términos generales, los resultados indican que la mayor parte de los transformadores se mantiene en niveles de obsolescencia leve y moderado, lo cual es consistente con la edad promedio del parque de activos.



Gráfica 22 Grado de obsolescencia por nivel de tensión para los activos de categoría 1 (transformadores de potencia).



Por otra parte, para el caso de los activos de categoría C3, en la figura siguiente:

presenta el histograma de obsolescencia correspondiente a un total de 811 activos distribuidos en los niveles de tensión 13,8 kV (nivel 2), 34,5 kV (nivel 3) y 110 kV (nivel 4). El rango de obsolescencia identificado se extiende entre los grados 3 y 22, con una concentración marcada en los niveles intermedios.

Estado general:

La mayor parte de los equipos se concentra en un nivel de obsolescencia Leve a Moderado (grados 7 a 12). Los mayores picos se presentan en los grados 9 (139 activos) y 10 (109 activos), seguidos por el grado 12 (91 activos) y 7 (83 activos), lo que evidencia una alta concentración de activos en etapas intermedias de su ciclo de vida.

Nivel de tensión 13,8 kV:

Concentra la mayor cantidad de equipos, destacándose principalmente en los grados 9 (95 activos), 10 (75 activos), 8 (56 activos) y 7 (52 activos). Este comportamiento refleja una infraestructura predominantemente en condición leve a moderada, con tendencia progresiva al envejecimiento.

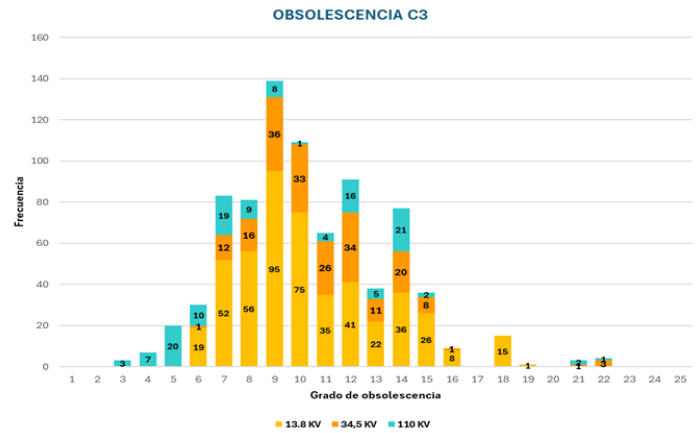
Nivel de tensión 34,5 kV:

Presenta una distribución similar, con mayor presencia en los grados 9 (36 activos), 12 (34 activos), 10 (33 activos) y 11 (26 activos). Se evidencia una condición de obsolescencia moderada, con algunos activos avanzando hacia grados superiores como el 14 (20 activos) y 15 (8 activos) que requieren seguimiento. Adicionalmente existen 4 activos muy críticos con requerimiento de cambio inmediato.

Nivel de tensión 110 kV:

Muestra su mayor concentración en los grados 14 (21 activos), 7 (19 activos) y 12 (16 activos). Aunque tiene menor volumen total, presenta una proporción relevante en grados más altos de obsolescencia, lo que indica activos más cercanos al final de su vida útil y que demandan mayor atención. Existen tres activos muy críticos por encima del grado 20.

En conclusión, esta categoría se concentra principalmente en niveles Moderados (grados 8 a 12), lo que indica que la mayoría de los activos funcionan bien, pero se acercan al momento en que será necesario renovarlos.



Gráfica 23 Grado de obsolescencia por nivel de tensión para los activos de categoría 3 (bahías y celdas).

9. UNIDADES CONSTRUCTIVAS (UC) ESPECIALES

En el 2025, al igual que en los anteriores años, Air-e instaló activos que son reconocidas como unidades constructivas especiales (UCE) que fueron aprobadas para el desarrollo de las inversiones del periodo regulatorio. Las cantidades y valores finales ejecutados se describen a continuación:

UC Especial	Descripción UC	Categoría	Vida útil	Valor Instalado UC	Cantidad Ejecutada	Valor Ejecutado
N2L147	POSTE DE CONCRETO DE 12X1600 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 5.822.847,29	2	\$ 11.645.694,58
N2L151	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 8.988.335,81	17	\$ 152.801.708,71
N2L152	POSTE DE CONCRETO DE 12X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 9.423.777,78	11	\$ 103.661.555,55
N2L153	POSTE DE CONCRETO DE 12X1324 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 7.095.919,53	78	\$ 361.891.895,96
N2L154	POSTE DE CONCRETO DE 12X1324 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 5.702.697,48	153	\$ 724.242.579,66
N2L155	POSTE DE CONCRETO DE 14X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 11.363.478,69	5	\$ 56.817.393,43
N2L156	POSTE DE CONCRETO DE 12X1600 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 7.540.455,34	12	\$ 82.945.008,75
N2L157	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 6.416.526,23	13	\$ 83.414.840,99
N2L159	POSTE DE CONCRETO DE 14X4000 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 14.506.785,36	1	\$ 14.506.785,36
N2L161	POSTE DE CONCRETO DE 14X1600 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 9.563.599,74	1	\$ 9.563.599,74

UC Especial	Descripción UC	Categoría	Vida útil	Valor Instalado UC	Cantidad Ejecutada	Valor Ejecutado
N2L162	POSTE DE CONCRETO DE 12X4000 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 12.274.106,78	4	\$ 49.096.427,13
N2L163	POSTE DE CONCRETO DE 12X2500 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 7.602.301,21	7	\$ 53.216.108,46
N2L166	CANALIZACIÓN 6 X 6" DUCTO EMBEBIDO EN HORMIGÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 1.047.961.176,25	1	\$ 223.215.730,54
N3L129	POSTE DE CONCRETO DE 14X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 9.479.756,32	10	\$ 94.797.563,21
N3L130	POSTE DE CONCRETO DE 14X1050 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 4.523.490,80	2	\$ 9.046.981,59
N3L132	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 5.359.701,49	16	\$ 85.755.223,82
N3L133	POSTE DE CONCRETO DE 16X2500 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 11.335.465,69	2	\$ 22.670.931,39
N3L138	POSTE DE CONCRETO DE 14X2500 - SUSPENSIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 7.066.466,33	16	\$ 113.063.461,24
N3L139	POSTE DE CONCRETO DE 14X4000 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 11.300.015,77	10	\$ 113.000.157,67
N3L141	POSTE DE CONCRETO DE 16X2000 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 10.865.546,64	1	\$ 10.865.546,64
N3L145	POSTE DE CONCRETO DE 14X1324 - RETENCIÓN - CARIBESOL	7	45	\$ 7.827.307,29	3	\$ 23.481.921,88
Total Ejecutado					365	\$ 2.399.701.116,31

10. DIAGRAMAS UNIFILARES ACTUALIZADOS

Para tal efecto, Air-e suministra el diagrama unifilar del sistema y para cada una de las subestaciones que lo conforman con el estado de la infraestructura a diciembre de 2025. Los cuales podrán ser consultados en el **Anexo _**. Diagramas Unifilares.



11. FORMATOS DE REPORTE

Los formatos para el reporte de la información de ejecución del plan de inversión del año 2025 solicitados en la circular CREG 024 del 2020 y sus modificaciones, pueden ser consultados del **Anexo _**. Formatos, los cuales se describen como:

- Inventario reconocido BRA_0 OR - AIRE:** Información de la base regulatoria de activos inicial.
- OR_BRAFO_Año5_Rev2:** Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2025.
- OR_INVA_Año5_Rev2:** Información del plan de inversiones aprobado. Contiene también nuevos proyectos y activos que fueron construidos y no estaban en el plan de inversión aprobado. Este formato fue actualizado por la circular CREG 017 de 2024.
- OR_INVTR_Año5_Rev2:** Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2025, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.
- Resumen_Año5_Rev_2.xlsx:** Reporte resumen de la información correspondiente a la aprobación y ejecución del plan de inversión, los activos que salieron de operación, los indicadores agregados de calidad del servicio, los flujos de energía en el mercado de comercialización del OR, entre otros.

12. INFORMACIÓN GEORREFERENCIADA

La información correspondiente a la georreferenciación de los activos asociados se adjunta como complemento del presente informe, con el fin de brindar mayor detalle y soporte de las intervenciones realizadas.

Descripción de la información entregada en geodatabase:

- Capas geográficas.
- Estructura de archivos BRA0, BRAFO e INVR.
- Sistema de referencia MAGNA-SIRGAS.





Air-e

INTERVENIDA SUPERSERVICIOS