




La fuerza que transforma



2022
**INFORME DE
EJECUCION PLAN
DE INVERSIONES**

TABLA DE CONTENIDO

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN 2022	5
1. RESUMEN EJECUTIVO	6
1.1 SAIDI Y SAIFI	7
1.2. GESTIÓN DE ACTIVOS	8
2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS	11
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO	12
3.1. GENERALIDADES	12
3.2. SISTEMA ELÉCTRICO	14
3.3. SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	15
4. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO	16
5. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO	19
5.1. DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES	19
5.2. CALIDAD INDIVIDUAL	21
6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	24

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1	<i>Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2022, por Nivel de tensión, Categoría de activo y Tipo de Inversión.</i>	6
Figura 1.1	<i>Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2022, por departamento.</i>	7
Figura 2	<i>Evolución del Indicador SAIDI y SAIFI desde el año 2019 al 2022.</i>	8
Figura 3	<i>Nivel de madurez del cumplimiento de los requisitos de la ISO 55001: 2014</i>	9
Figura 4	<i>Certificación del Sistema de Gestión de Activos.</i>	10
Figura 5	<i>Municipios de atención de Air-e por territorial para el año 2022.</i>	12
Figura 6	<i>Resumen total de usuarios por territorial a corte de diciembre 2022.</i>	13
Figura 6.1	<i>Clasificación de usuarios por estratificación.</i>	13
Figura 6.2	<i>Total de usuarios subnormales y comerciales.</i>	13
Figura 7	<i>Categorización de usuarios.</i>	13
Figura 8	<i>Total de subestaciones por territorial para el año 2022</i>	14
Figura 8.1	<i>Cantidad de líneas y Circuitos para el año 2022.</i>	14
Figura 8.2	<i>Longitud de red para el año 2022.</i>	14
Figura 9	<i>Solicitudes de Conexión proyectos de autogeneración y generación distribuida para el año 2022</i>	15
Figura 10	<i>Detalle de inversión aprobada</i>	16
Figura 11	<i>Resumen Plan de Inversión Aprobado 2022 – 2026</i>	17
Figura 12	<i>Ejecución real frente a la variable CRR</i>	18
Figura 13	<i>Comparativo entre el indicador de calidad SAIDI con respecto a la meta anual.</i>	19
Figura 14	<i>Comparativo entre el indicador de calidad SAIFI con respecto a la meta anual.</i>	20

Figura 15	<i>Grupos de calidad.</i>	21
Figura 16	<i>Metas de calidad individual.</i>	22
Figura 17	<i>Resumen de inversiones aprobadas y ejecutadas para el año 2022, por categoría de activo y nivel de tensión.</i>	24



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN 2022

La energía es uno de los principales insumos para el crecimiento económico y bienestar del ser humano, participa en diferentes sectores de la economía, tales como salud, educación, industria, incluyendo el confort en los hogares de los usuarios. Es por ello, que Air-e presenta los resultados de las inversiones ejecutadas en el año 2022, realizadas con el objetivo de prestar un servicio que satisfaga las necesidades y genere completa confianza, garantizando la disponibilidad de la energía cada día en los 2.536 millones de habitantes del departamento del Atlántico, 1.015 millones en la Guajira y 1.476 millones en el departamento del Magdalena.

En este sentido, las Inversiones se realizaron en 522 proyectos tendientes a mejorar la calidad del servicio, fortalecer la confiabilidad, minimizar las fallas y garantizar la reducción de pérdidas; a través de la disposición de mayor capacidad para atender la demanda en crecimiento, aliviando la cargabilidad de los circuitos, líneas y transformadores; ampliando la infraestructura eléctrica, realizando intervenciones y reposiciones de equipos por obsolescencia y mejoras tecnológicas.

1. RESUMEN EJECUTIVO

En el año 2022, Air-e realizó inversiones por un monto de **188.223 millones** [COP/dic 2017], alcanzando un cumplimiento de 91%, reflejados en la ejecución de obras que contribuyeron a mejorar la cargabilidad de los activos, mejorar la confiabilidad, la disminución de las pérdidas y disponer de capacidad para atender nuevas solicitudes de servicio, a través de la instalación de nuevas redes, circuitos y equipos tecnológicos; como es el caso de la subestación La Unión, la subestación Veinte de Julio, circuitos Norte 5, circuitos Caracolí 1, 3, 5 en el departamento del Atlántico. La instalación de nuevos transformadores y equipos de control como es el caso del segundo transformador 12,5 MVA 34,5/13,8 kV de la subestación Bonda en Magdalena y un segundo transformador 13,3 MVA 34,5/13,8 kV en la subestación Fonseca en la Guajira, entre otros. Así como la construcción de nuevos circuitos como Libertador 9 y Bonda 3 en Magdalena, y en La Guajira el circuito Maicao 7.

A continuación, se presenta el resumen de las inversiones realizadas por nivel de tensión, categoría de activos y tipo de inversión en el año 2022.

Figura 1. Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2022, por Nivel de tensión, Categoría de activo y Tipo de Inversión (UUCG CREG Dic 2017). Valores aproximados a millones (MM COP).

CÓDIGO DE CATEGORÍA	CATEGORÍA DE ACTIVO	TIPO DE INVERSIÓN				TOTAL
		I	II	III	IV	
NIVEL DE TENSIÓN 4						
3	Bahías y celdas	0	0	320	271	592
4	Equipos de control y comunicaciones	0	0	311	486	798
5	Equipos de subestación	0	0	813	688	1.501
6	Otros activos subestación	0	204	0	1.289	1.492
7	Líneas aéreas	0	0	1.139	631	1.770
10	Centro de control	0	626	0	742	1.368
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 4		0	830	2.584	4.107	
NIVEL DE TENSIÓN 3						
1	Transformadores de potencia	0	0	3.048	0	3.048
3	Bahías y celdas	0	1.011	955	3.723	5.688
4	Equipos de control y comunicaciones	0	720	456	724	1.900
5	Equipos de subestación	0	160	213	517	889
6	Otros activos subestación	0	979	0	429	1.408
7	Líneas aéreas	0	82	1.256	6.548	7.885
8	Líneas subterráneas	0	257	0	172	429
9	Equipos de línea	0	15	5	140	160

10	Centro de control	0	626	0	742	1.368
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 3		0	3.849	5.933	12.994	
NIVEL DE TENSIÓN 2						
1	Transformadores de potencia	2.716	1.988	0	0	4.704
2	Compensaciones	0	0	0	969	969
3	Bahías y celdas	670	2.645	5.050	3.373	11.738
4	Equipos de control y comunicaciones	0	912	827	3.695	5.434
5	Equipos de subestación	0	93	100	5.853	6.046
6	Otros activos subestación	86	1.463	342	1.605	3.496
7	Líneas aéreas	3.808	11.567	15.037	37.482	67.894
8	Líneas subterráneas	0	4.887	2.352	725	7.964
9	Equipos de línea	13	1.259	385	1.767	3.425
10	Centro de control	0	626	0	742	1.368
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 2		7.292	25.441	24.094	56.211	
NIVEL DE TENSIÓN 1						
11	Transformadores de distribución	0	8.110	8.363	18.534	35.007
12	Redes de distribución	5	23	331	9.523	9.883
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 1		5	8.133	8.694	28.057	
TOTAL POR TIPO DE INVERSIÓN		7.297	38.253	41.305	101.369	188.223

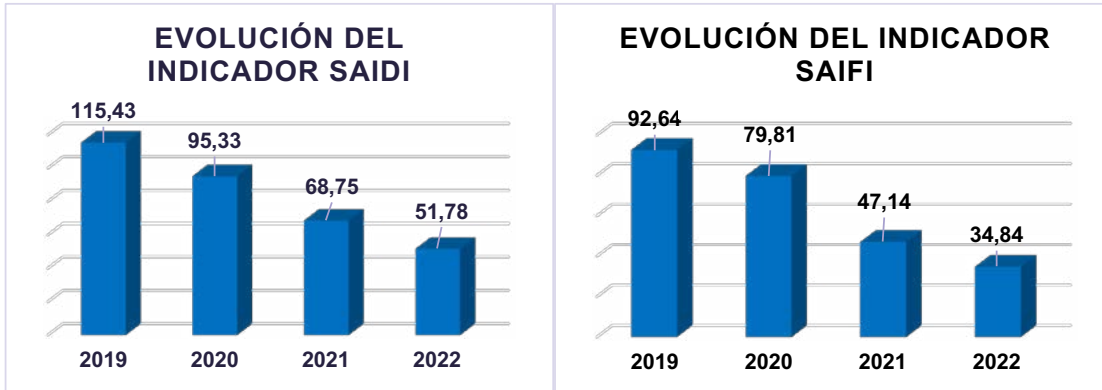
Figura 1.1. Resumen de inversiones ejecutadas para el año 2022, por departamento. Valores expresados en MM COP.



1.1 SAIDI Y SAIFI

Si se realiza un comparativo entre los resultados del año 2019 y los resultados del año 2022, como resultado de las inversiones en nuevos activos eléctricos, el incremento en la operativa en mantenimientos y atención de daños contribuyeron a reducir la duración de las interrupciones en un 55% y la frecuencia de estas en un 62,4%, garantizando una mayor calidad de vida de los usuarios en las tres territoriales donde Air-e opera, Atlántico, La Guajira y Magdalena. Para el año 2022, hemos logrado resultados menores incluso a los esperados para el año 2026.

Figura 2. Evolución del Indicador SAIDI y SAIFI desde el año 2019 al 2022.



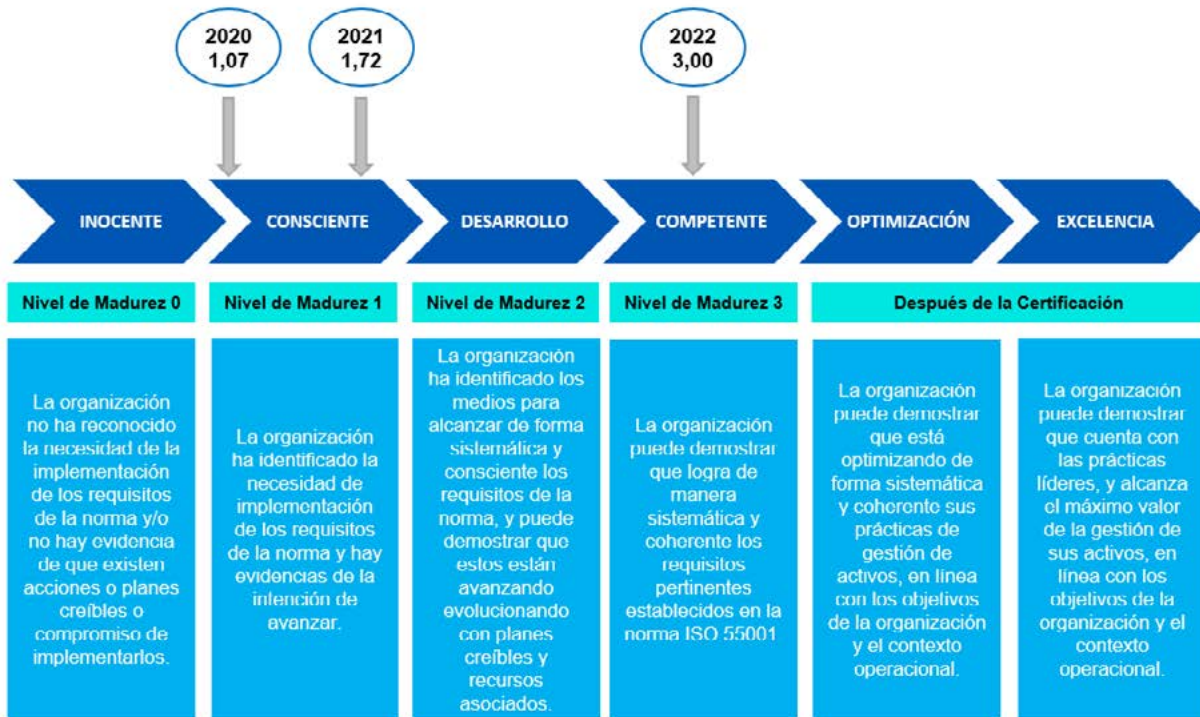
1.2. GESTIÓN DE ACTIVOS

Air-e consiguió avanzar de un nivel de madurez de 1,72 (consciente) en el año 2021 a un nivel 3,00 (competente) en el año 2022 y como resultado obtuvo la certificación en Sistemas de gestión de activos, con cero no conformidades; demostrando así que la compañía cumple con los requisitos establecidos en la Norma ISO 55001: 2014. Es importante resaltar que el plazo otorgado a los operadores de red para obtener la certificación fue de cinco (5) años; por lo tanto, es un gran logro que la compañía obtuvo al certificarse en menos de dos años.

A continuación, se presenta un esquema del proceso de movilización de la madurez del Sistema de Gestión de activos.



Figura 3. Movilización del nivel de madurez de los 27 requerimientos de la ISO 55001: 2014 respecto a la evaluación realizada con corte en el 2021 y lo obtenido en el año 2022.



Como alcance del plan del año 2022 se han realizado y continuado con las actividades contenidas en las Etapas 3, Etapa 4, Etapa 5 y Etapa 6 como parte de la hoja de ruta. Así también se han realizado actividades de sostenimiento entre ellas acciones de comunicación y divulgación del sistema, fortaleciendo así la consciencia acerca de la importancia del Sistema de Gestión de Activos.

De acuerdo con el cronograma de trabajo, se ha dado cumplimiento a las actividades programadas para el año 2022. Air-e continuará con la Fase 3 de sostenimiento del sistema, realizando la gestión de hallazgos, revisión y actualización del sistema, mejora de la gestión de la información, controles operacionales, mejora continua y mantenimiento de la certificación.

Figura 4. Certificado del Sistema de Gestión de Activos.



Current issue date: 21 November 2022
Expiry date: 20 November 2025
Certificate identity number: 10484541

Original approval(s):
ISO 55001 - 21 November 2022

Certificate of Approval

This is to certify that the Management System of:

AIR - E S.A.S. E.S.P.

Carrera 57 No 99 A - 65 Torre Sur, Piso 3 Oficina 302 Barranquilla, Colombia

has been approved by LRQA to the following standards:

ISO 55001:2014

Approval number(s): ISO 55001 – 00038525

This certificate is valid only in association with the certificate schedule bearing the same number on which the locations applicable to this approval are listed.

The scope of this approval is applicable to:

The Asset Management system applies to High and Medium voltage assets of the electric power distribution system in the Departments of Atlantico, Magdalena and The Guajira, where Air-e .S.A.S E.S.P. provides services.

Cliff Muckleroy

Area Operations Manager Americas

Issued by: LRQA Limited



LRQA Group Limited, its affiliates and subsidiaries and their respective officers, employees or agents are, individually and collectively, referred to in this clause as 'LRQA'. LRQA assumes no responsibility and shall not be liable to any person for any loss, damage or expense caused by reliance on the information or advice in this document or howsoever provided, unless that person has signed a contract with the relevant LRQA entity for the provision of this information or advice and in that case any responsibility or liability is exclusively on the terms and conditions set out in that contract.
Issued by: LRQA Limited, 1 Trinity Park, Bickenhill Lane, Birmingham B37 7ES, United Kingdom



2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

La ejecución de las inversiones de la compañía Air-e para el año dos (2) del período tarifario, fueron efectuadas con la finalidad de mejorar la calidad del servicio prestado, a través de la instalación de nuevos transformadores de potencia que le brindan una mayor capacidad de atención de la demanda y flexibilidad operativa al sistema. Tal es el caso de la instalación de un segundo transformador 12,5 MVA 34,5/13,8 kV en la subestación Guacamayal en la zona bananera, proyecto que permitió beneficiar a más de 6.144 usuarios en el departamento del Magdalena, brindando confiabilidad dado el incremento de la demanda en la zona.

Así mismo, se llevó a cabo la instalación del tercer transformador 50 MVA 110/13,8 kV en la subestación Veinte de Julio, proyecto que ha beneficiado a más de 113.610 usuarios en el departamento del Atlántico, brindando seguridad al sistema y garantizar la atención de nueva demanda. Por su parte, en el departamento de La Guajira se realizó la instalación del segundo transformador 6,5 MVA en la subestación de Uribia, proyecto que ha beneficiado aproximadamente a 3.192 usuarios, brindando confiabilidad al sistema y capacidad para atender la demanda en crecimiento.

Por otra parte, la ejecución de mejoras y adecuaciones en circuitos, líneas y subestaciones, mitigan las fallas posibles propias del sistema. A través de la instalación de nuevos equipos, redes de distribución y optimización de circuitos que benefician a las comunidades, garantizando una mayor confiabilidad en la prestación del servicio, debido a la minimización de la frecuencia de daños en la red y disminución de las pérdidas de energía.

Tal es el caso de proyectos como nuevo circuito Unión 11, el cual ha beneficiado a más de 19.602 usuarios; mejoramiento de la red en Riohacha, beneficiando a más de 8.492 usuarios y Nueva Línea entre las subestaciones Fundación y Aracataca la cual ha beneficiado a más de 17.067 usuarios. Estos son algunos ejemplos de los proyectos ejecutados por Air-e que, al disminuir la cargabilidad de los circuitos, líneas, y transformadores de potencia; además de la instalación de nueva infraestructura y remodelación de la existente, ha disminuido en más de la mitad la frecuencia y duración de las interrupciones de energía, haciendo la vida de todos mejor cada día.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

3.1. GENERALIDADES

Air-e S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos de naturaleza privada, dedicada a desarrollar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, con presencia en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, con cobertura en 57 municipios. A continuación, se presentan los municipios atendidos por Air-e.

Figura 5. Municipios de atención de Air-e por territorial para el año 2022.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Atlántico	Baranoa	Guajira	Albania	Magdalena	Aracataca
	Barranquilla		Barrancas		Cerro De San Antonio
	Campo De La Cruz		Dibulla		Chivolo
	Candelaria		Distracción		Ciénaga
	Galapa		El Molino		Concordia
	Juan De Acosta		Fonseca		El Piñón
	Luruaco		Hatonuevo		El Retén
	Malambo		La Jagua Del Pilar		Fundación
	Manatí		Maicao		Pedraza
	Palmar De Varela		Manaure-guajira		Pivijay
	Piojó		Riohacha		Plato
	Polonuevo		San Juan Del Cesar		Pueblo Viejo
	Ponedera		Uribia		Remolino
	Puerto Colombia		Urumita		Salamina
	Repelón		Villanueva-guajira		Santa Marta
	Sabanagrande				Sitionuevo
	Sabanalarga				Tenerife
	Santa Lucia				Zapayán
	Santo Tomás				Zona Bananera
	Soledad				
	Suan				
	Tubará				
	Usiacurí				
Total, Atlántico	23	Total, Guajira	15	Total, Magdalena	19
TOTAL, MUNICIPIOS CON COBERTURA AIR-E				57	

En diciembre de 2022, Air-e atendió cerca de 1.297.537 usuarios, de estos, el 59,71% se ubicaron en el departamento del Atlántico, 26,65% en el Magdalena, 14,42% en La Guajira y 0,22% en Bolivar. Se tiene demanda operativa total de 9.332 MW y una potencia máxima alcanzada de 1.341 MW.

Figura 6. Resumen total de usuarios por territorial a corte de diciembre 2022.

TERRITORIAL	TOTAL DE USUARIOS A 2022
ATLÁNTICO	774.741
GUAJIRA	187.069
MAGDALENA	332.873
BOLIVAR	2.854
TOTAL	1.297.537

Figura 6.1 Clasificación de usuarios por estratificación.

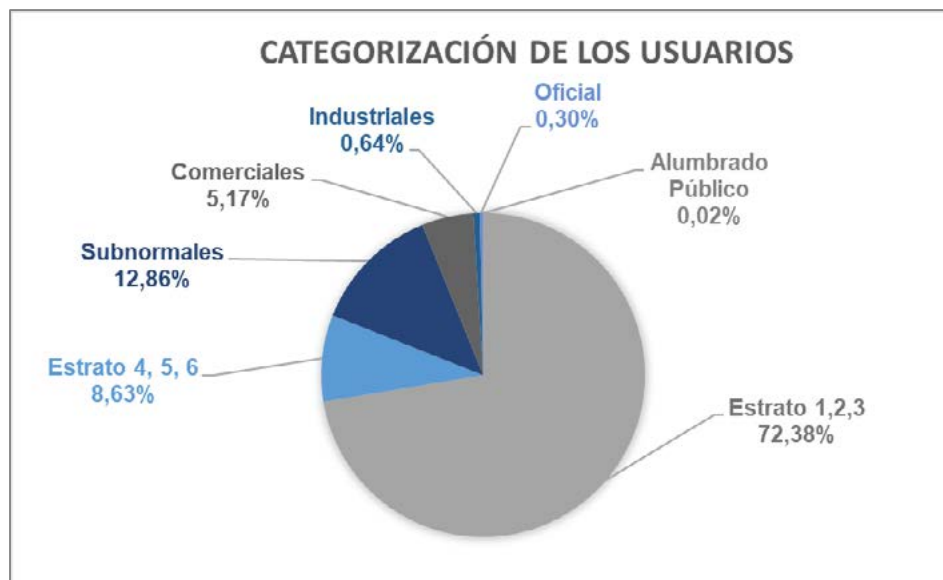
ESTRATIFICACIÓN	TOTAL DE USUARIOS A 2022
ESTRATO 1, 2 Y 3	939.199
ESTRATO 4, 5 Y 6	111.985

Figura 6.2 Total de usuarios subnormales y comerciales

CLASIFICACIÓN	TOTAL DE USUARIOS A 2022
SUBNORMALES	166.825
COMERCIALES	67.069
INDUSTRIAL	8.287
OFICIAL	3.953
ALUMBRADO PÚBLICO	219

A continuación, se presenta la categorización de los usuarios para el año 2022:

Figura 7. Total de usuarios por categorización a corte de diciembre 2022.



3.2. SISTEMA ELÉCTRICO

El Sistema de Distribución operado por Air-e está compuesto por 61 subestaciones con activos de uso general y con capacidad de transformación AT-AT de 220 [kV] a 110 [kV] de 2415 [MVA], de AT-MT de 2235 [MVA] y de MT-MT de 839 [MVA]. La cantidad de subestaciones se encuentra distribuida en los tres departamentos como como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Total de subestaciones por territorial para el año 2022.

TERRITORIAL	CANTIDAD DE SUBESTACIONES
ATLÁNTICO	28
GUAJIRA	13
MAGDALENA	20
TOTAL	61

A febrero de 2023 existen en el sistema 48.698 transformadores conectados a las redes de distribución, de los cuales el 74% se encuentran en zona urbana y el 26% en zona rural.

A continuación, se presentan las cantidades de líneas, circuitos y redes por nivel de tensión.

Figura 8.1. Cantidad de líneas y Circuitos para el año 2022.

LÍNEAS Y CIRCUITOS	CANTIDAD AL AÑO 2022
Líneas N4	31
Líneas N3	55
Circuitos N2	282
TOTAL	368

Figura 8.2. Longitud de red para el año 2022.

LÍNEAS Y CIRCUITOS	LONGITUD (km)
Kilómetro de red nivel de tensión N4	531
Kilómetro de red nivel de tensión N3	859
Kilómetro de red nivel de tensión N2	9.413
TOTAL	10.802

3.3. SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A continuación, se presenta un resumen de las solicitudes de conexión de proyectos de autogeneración y generación distribuida recibidos en el año 2022.

Figura 9. Solicitudes de Conexión proyectos de autogeneración y generación distribuida para el año 2022.

CANTIDADES DESDE 01 DE ENERO 2022 AL 31 DICIEMBRE 2022	TOTAL
Solicitudes simplificadas recibidas	327

NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES SEGÚN EL NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA O NOMINAL [MW]	POTENCIA MAXIMA DECLARADA [MW]
1	183	2,9	2,8
2	143	63,1	32,8
3	1	0,2	0,2



4. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

En la Figura 10 se presenta el detalle de la inversión aprobada por la CREG para el año 2022, agrupadas por categoría de activo, nivel de tensión y tipo de inversión.

Figura 10. Detalle de Inversión aprobada. Valores expresados en MMCOP.

CÓDIGO CATEGORÍA	CATEGORÍA DE ACTIVO	TIPO DE INVERSIÓN				TOTAL
		I	II	III	IV	
NIVEL DE TENSIÓN 4						
3	Bahías y celdas	0	0	546	0	546
4	Equipos de control y comunicaciones	0	0	407	0	407
5	Equipos de subestación	0	0	1.525	0	1.525
6	Otros activos subestación	0	94	0	2.363	2.457
7	Líneas aéreas	0	0	1.277	0	1.277
10	Centro de control	0	496	5.137	3.313	8.946
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 4		0	589	8.892	5.677	
NIVEL DE TENSIÓN 3						
1	Transformadores de potencia	0	0	3.048	0	3.048
3	Bahías y celdas	29	1.272	1.130	1.684	4.115
4	Equipos de control y comunicaciones	0	630	461	19	1.110
5	Equipos de subestación	0	35	295	58	389
6	Otros activos subestación	0	342	39	156	537
7	Líneas aéreas	0	0	1.217	320	1.537
8	Líneas subterráneas	0	46	0	0	46
9	Equipos de línea	0	13	693	4.546	5.252
10	Centro de control	0	496	5.137	3.313	8.946
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 3		29	2.833	12.020	10.098	
NIVEL DE TENSIÓN 2						
1	Transformadores de potencia	2.716	1.988	0	0	4.704
3	Bahías y celdas	670	1.711	1.932	7.398	11.710
4	Equipos de control y comunicaciones	0	1.031	752	1.995	3.778
5	Equipos de subestación	0	38	50	3.913	4.001
6	Otros activos subestación	86	907	0	342	1.335
7	Líneas aéreas	0	8.970	7.153	54.269	70.392
8	Líneas subterráneas	0	8.760	0	7.153	15.912
9	Equipos de línea	0	966	273	2.268	3.506
10	Centro de control	0	496	5.137	3.313	8.946
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 2		3.471	24.866	15.297	80.651	
NIVEL DE TENSIÓN 1						
11	Transformadores de distribución	0	0	25	31.325	31.349
12	Redes de distribución	0	0	166	9.008	9.174
TOTAL POR NIVEL DE TENSIÓN 1		0	0	191	40.333	
TOTAL		3.500	28.288	36.400	136.758	204.946

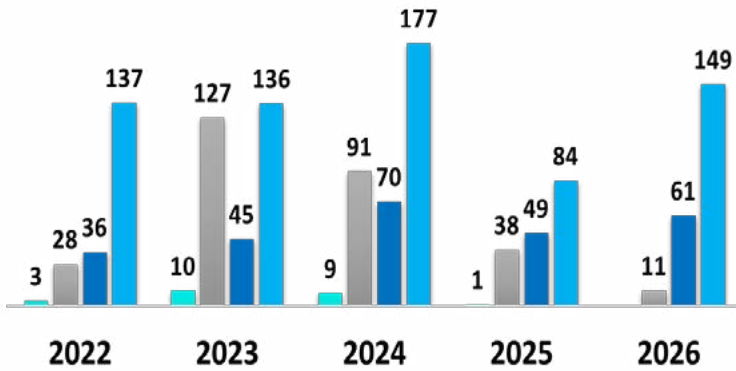
Figura 11. Resumen Plan de Inversión Aprobado 2022 – 2026 por año, por tipo de inversión y nivel de tensión. Valores Expresados en MMCOP.

INVERSIÓN TOTAL APROBADA POR AÑO



VALOR APROBADO POR TIPO DE INVERSIÓN

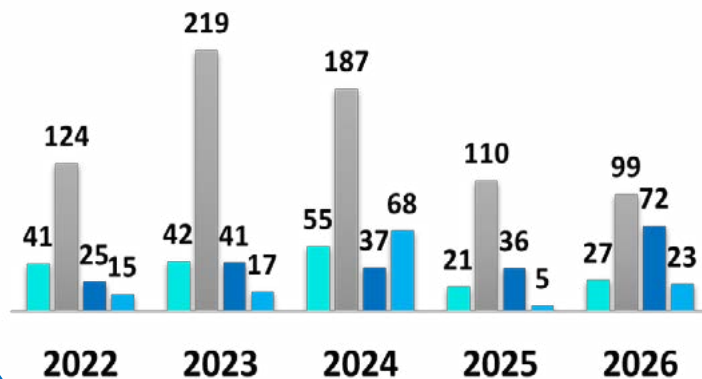
■ Tipo de Inversión I ■ Tipo de Inversión II ■ Tipo de Inversión III ■ Tipo de Inversión IV



TOTAL APROBADO POR TIPO DE INVERSIÓN						
TIPO DE INVERSIÓN	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
I	3	10	9	1		24
II	28	127	91	38	11	294
III	36	45	70	49	61	262
IV	137	136	177	84	149	683
TOTAL POR AÑO	204	318	346	172	220	1.263

INVERSIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

■ Nivel 1 ■ Nivel 2 ■ Nivel 3 ■ Nivel 4



TOTAL APROBADO POR NIVEL DE TENSIÓN						
NIVEL	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Nivel 1	41	42	55	21	27	185
Nivel 2	124	219	187	110	99	738
Nivel 3	25	41	37	36	72	212
Nivel 4	15	17	68	5	23	128
TOTAL POR AÑO	204	318	346	172	220	1.263

1.1. EJECUCIÓN REAL EN EL AÑO DE REPORTE FRENTE AL VALOR DE LA VARIABLE CRR

Con base en la ejecución real de 2022 y siguiendo la formulación establecida en el numeral 7.1.4.3.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, el porcentaje de inversión ejecutada anual (X_r, t) es de 7.26%, como se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Comparativo de la Ejecución real frente a la variable CRR, para la obtención del Porcentaje de Inversión ejecutada anual (X_r, t) para el año 2022.

INVR (COP DIC 2017)	\$	188.223.748.545
CRR (COP DIC 2017)	\$	2.592.647.222.677
X_r, t		7,26%

5. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO

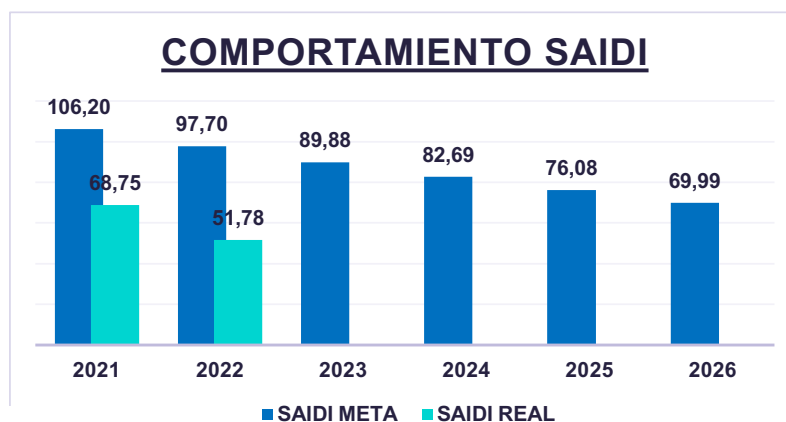
5.1. DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES

Con la expedición de la Resolución CREG 015 del 2018 se definieron los porcentajes de mejora en un 8% en los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, que deben cumplir los operadores de red con base en los indicadores de referencia aprobados en la Resolución de cargos CREG 024 del 2021.

Debido a los rezagos de las inversiones y mantenimientos dejados de realizar en el sistema de distribución eléctrica en los 3 departamentos, se recibieron unos altos indicadores en la calidad del servicio. La compañía comprometida en brindar un mejor servicio para sus usuarios, para el año 2022 ejecutó proyectos enfocados en disminuir significativamente la duración y frecuencia de las interrupciones de la energía

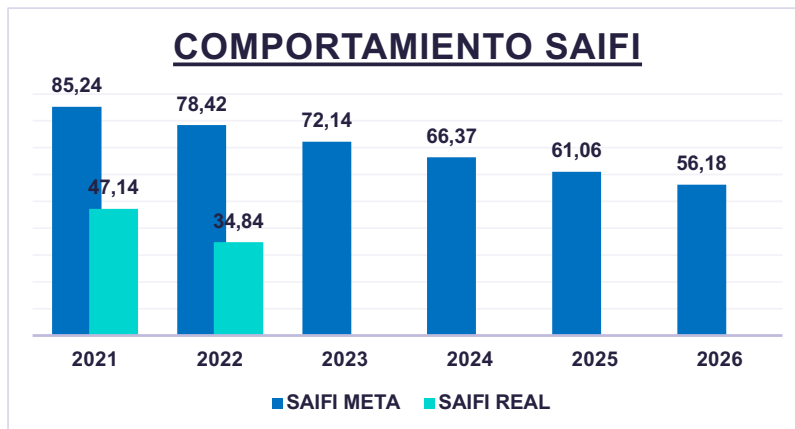
La Figura 13 y Figura 14 presentan los resultados generales de mejora en la calidad media, realizando un comparativo entre la meta para el indicador de duración (SAIDI) e indicador de frecuencia (SAIFI) correspondiente al período 2021 – 2026, y el indicador real obtenido en el año 2022. En los resultados se evidencia un cumplimiento superior a las metas tanto para el indicador de duración como el de frecuencia, en el año 2022.

Figura 13. Comportamiento del indicador SAIDI con respecto a la meta, la medición se realiza en horas promedio de duración de las interrupciones de energía en el año.



El indicador SAIDI anualmente presenta un comportamiento de disminución; con respecto a la meta para el año 2022, se observa una disminución del 47% y con respecto al resultado obtenido en el año 2021, ha disminuido en un 24%.

Figura 14. Comportamiento del indicador SAIFI con respecto a la meta, la medición se realiza en horas promedio de frecuencia de las interrupciones en el año.



El indicador SAIFI para el año 2022 disminuyó con respecto a la meta en un 55,6% y si realizamos la comparación de resultados reales entre el año 2021 y 2022, se observa que frente al año 2021, la frecuencia de las interrupciones se vio disminuida en un 26%.

En cuanto a la mejora por circuitos de distribución, tenemos que:

En el departamento del Magdalena, circuitos como Guacamayal IV para el año 2021 presentaba un número de horas promedio de duración de las interrupciones de energía de 360 horas y como consecuencia de las inversiones realizadas en el circuito en el año 2022, estas interrupciones han disminuido a una duración promedio en todo el año de 137 horas; lo que significa que hemos mejorado la calidad del servicio de dicho sector del departamento en un 62% repercutiendo positivamente en la zona rural y urbana de corregimientos de Sevilla, Iberia y palomar.

En el departamento de la Guajira, circuitos como Maicao 4 para el año 2021 presentaba un número de horas promedio de duración de las interrupciones de energía de 120 horas y como consecuencia de las inversiones realizadas en el circuito en el año 2022, estas interrupciones han disminuido a una duración promedio en todo el año de 22 horas; lo que significa que hemos mejorado la calidad del servicio de dicho sector del departamento en

un 81% repercutiendo positivamente en barrios como Libertador, Fonseca, Maicaito, Majupay, Divino Niño, Almirante padilla, Camilo Torres, entre otros.

En el departamento del Atlántico, circuitos como San Felipe para 2021 presentaba un número de horas promedio de duración de las interrupciones de energía de 162 horas y como consecuencia de las inversiones realizadas en el circuito en el año 2022, estas interrupciones han disminuido a una duración promedio en todo el año de 33 horas; lo que significa que hemos mejorado la calidad del servicio de dicho sector del departamento en un 80% repercutiendo positivamente en barrios como Mequejo, Por Fin, Olivos, Villas del rosario y la Paz.

5.2. CALIDAD INDIVIDUAL

Con la expedición de la Resolución CREG 015 del 2018 se definieron indicadores de calidad individual DIU (Duración individual por usuario) y FIU (Frecuencia individual por usuario) para la medir la calidad de cada usuario y en la Resolución cargos CREG 024 del 2021 se establecen los indicadores de calidad mínima teniendo en cuenta grupo dependiendo de su nivel de ruralidad y riesgo, nivel de tensión como se muestra en la figura 15 y Figura 16.

Figura 15. Grupos de calidad individual.



A continuación, se presentan las metas de calidad individual.

Figura 16. Metas de calidad individual

NIVEL TENSIÓN	GRUPO CALIDAD	DIUG (Horas)	FIUG (Veces)
1	11	128,3	130
1	12	164,78	134
1	21	191,82	134
1	22	251,39	192
1	31	332,44	258
1	32	360	344
1	33	360	360
2 y 3	11	111,08	124
2 y 3	12	110,65	122
2 y 3	21	136,03	126
2 y 3	22	164,76	141
2 y 3	31	277,71	341
2 y 3	32	360	360

Teniendo en cuenta lo anterior, la compañía ejecutó proyectos que apuntaban al cumplimiento de las metas expuestas anteriormente; con el fin de garantizarle a las comunidades la continuidad en la prestación del servicio. Con respecto al año anterior, no solo se logró cumplir las metas sino también se lograron reducciones significativas de los resultados.

En el departamento del Magdalena, se evidencia la mejor reducción en cuanto a la duración en horas, como se muestra a continuación:

Por ejemplo, para el año 2021 la duración promedio de las interrupciones en uno de los transformadores del circuito Guacamayal IV era de 529 horas en el año 2021, para el 2022 este indicador disminuyó a 148 horas promedio en el año; lo que se traduce en una reducción de la duración de interrupciones de energía en un 72%, generando confiabilidad y mejora en la calidad del servicio en más de los 1.378 usuarios de la Zona Bananera en Magdalena. Si comparamos la meta establecida para el Nivel de tensión 1 y Grupo de

calidad 32 la meta es 360 horas – año versus el año 2022 de 148 horas - año, la disminución es de un 58% con respecto a la meta. Estas mejoras han sido posibles gracias a las inversiones y mantenimientos realizados en las redes de dicho circuito y la instalación de nuevos equipos de control que han permitido mejorar el monitoreo para intervenir de forma oportuna frente a las fallas.

Por otra parte, en el circuito Concepción, se logró la disminución de los indicadores de calidad individual a un 98% con respecto al año 2021; a través de las inversiones en nuevos transformadores; montaje de redes e instalación de equipos de control y monitoreo que han disminuido la duración de las interrupciones de 485 horas/ año 2021 a 7,4 horas/ año 2022. Con esto se mejoró la prestación del servicio en barrios de la ciudad de Santa Marta como Santa Cruz, Urbanización el Parque, La Concepción, Líbano 2000, Urbanización Mira sierra, Mirador de la sierra, Villa Franca, entre otros; beneficiando aproximadamente 11.808 usuarios.



6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

A continuación, se describe la ejecución del plan de inversiones 2022, el monto aprobado por categoría de activos y nivel de tensión en valores de unidades constructivas (UUC) del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018 en pesos de diciembre de 2017.

Figura 17. Resumen de inversiones aprobadas y ejecutadas para el año 2022, por categoría de activo y nivel de tensión. Valores expresados en MM COP.

CÓDIGO CATEGORÍA	CATEGORÍA DE ACTIVO	NIVEL DE TENSIÓN 4	TOTAL APROBADO 2022	TOTAL EJECUTADO 2022
			- 2026 \$COP DIC 2017	\$COP DIC 2017
3	Bahías y celdas	546		592
4	Equipos de control y comunicaciones	407		798
5	Equipos de subestación	1.525		1.501
6	Otros activos subestación	2.457		1.492
7	Líneas aéreas	1.277		1.770
10	Centro de control	8.946		1.368
NIVEL DE TENSIÓN 3				
1	Transformadores de potencia	3.048		3.048
3	Bahías y celdas	4.115		5.688
4	Equipos de control y comunicaciones	1.110		1.900
5	Equipos de subestación	389		889
6	Otros activos subestación	537		1.408
7	Líneas aéreas	1.537		7.885
8	Líneas subterráneas	46		429
9	Equipos de línea	5.252		160
10	Centro de control	8.946		1.368
NIVEL DE TENSIÓN 2				
1	Transformadores de potencia	4.704		4.704
2	Compensaciones	0		969
3	Bahías y celdas	11.710		11.738
4	Equipos de control y comunicaciones	3.778		5.434
5	Equipos de subestación	4.001		6.046
6	Otros activos subestación	1.335		3.496
7	Líneas aéreas	70.392		67.894
8	Líneas subterráneas	15.912		7.964
9	Equipos de línea	3.506		3.425
10	Centro de control	8.946		1.368
NIVEL DE TENSIÓN 1				
11	Transformadores de distribución	31.349		35.007
12	Redes de distribución	9.174		9.883
TOTAL			204.946	188.223

Las desviaciones frente al monto aprobado en el plan de inversión para el año 2022, se debe a la priorización de proyectos sobre aquellos circuitos cuyas necesidades técnicas implicaran mejorar la cargabilidad de estos, garantizar la atención de la demanda actual y asegurar la demanda futura. Así mismo, adecuar e instalar nuevos equipos en aquellos sectores con mayor reporte de interrupciones; con el fin, de mejorar la prestación del servicio. Finalmente, el replanteo de ejecución en sectores no planeados por inconformidad de los usuarios frente a las mejoras y avances tecnológicos.

Tal es el caso de proyectos que no fueron planeados pero que su ejecución lograba beneficiar a un número mayor de usuarios. por ejemplo, El barrio Santo Domingo de Guzmán, cuyo objetivo fue instalar nueva infraestructura de red para minimizar las pérdidas, mejorar la confiabilidad y ampliar la disponibilidad para atención de la demanda; favoreciendo a más de los 5.772 usuarios en este sector de la ciudad de Barranquilla. En La Guajira, encontramos el proyecto Buenos aires - Divino Niño en la ciudad de Riohacha, cuya remodelación en las redes de media y baja tensión y el mantenimiento de los equipos de transformación ha beneficiado a 2.364 habitantes del sector. En Magdalena, sectores como Avenida el Río fueron intervenidos con nueva infraestructura de red de distribución para beneficiar cerca de 2.191 usuarios.

Por otra parte, también se ejecutaron obras adicionales al plan como es el caso de las compensaciones en Manaure, Villanueva y Fonseca; debido a que en estas subestaciones se requería mejorar los perfiles de tensión, permitiendo así garantizar la calidad de la potencia acorde a la exigencia regulatoria y, como consecuencia de ello una mejor prestación del servicio, contribuyendo con el crecimiento económico y desarrollo de la región.



Información de la Empresa

AIR-E S.A. E.S.P.

Carrera 57 No 99A - 65 Torres del Atlántico

Barranquilla, Atlántico.

Tel. (605) 361 10 00

<https://www.air-e.com/>





NUESTRO PROPOSITO:
**HACER LA VIDA
DE TODOS MEJOR
CADA DÍA**