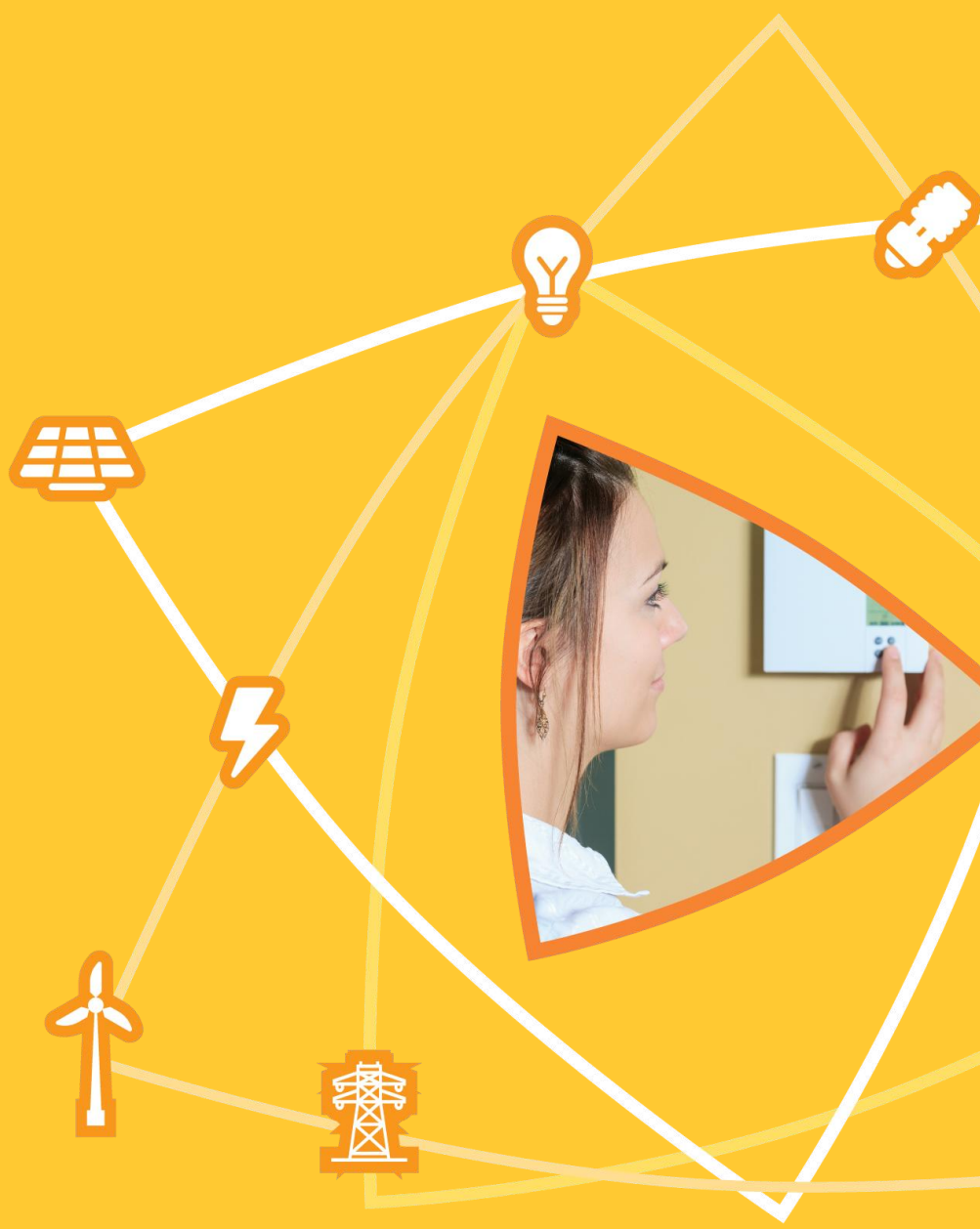


Informe de Calidad del Suministro de Electricidad



Contenido

Resumen Ejecutivo	5
1. Introducción.	7
2. Evaluación de la continuidad del suministro en el ámbito nacional.	11
2.1 Panorama Nacional de la Continuidad del Servicio Eléctrico	11
2.2 Evolución de la continuidad del servicio eléctrico	13
2.3 Caracterización de las interrupciones	15
3. Análisis de la incidencia de eventos en la red	20
3.1. Instituto Costarricense de Electricidad: ICE.....	22
3.2. Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.: CNFL.....	22
3.3. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.; COOPELESCA.....	22
3.4. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.: COOPEGUANACASTE	23
3.5. Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, R.L.: COOPESANTOS.....	23
3.6. Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L.: COOPEALFARORUIZ. ...	23
3.7. Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S. A.: ESPH.....	24
3.8. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago: JASEC.	24
4. Comportamiento quinquenal del DPIR y del FPI por empresa.....	25
4.1. ICE.....	26
4.2. Compañía Nacional de Fuerza y Luz.	28
4.3. JASEC	31
4.4. ESPH, S.A.....	34
4.5. Coopelesca, R.L.	37
4.6. Coopesantos, R.L.	39
4.7. Coopeguanacaste, R.L.	42
4.8. Coopealfarorui, R.L.	45
5. Evaluación de la calidad de la tensión de suministro eléctrico.....	48
5.1. Programa de intervención de transformadores	49
5.2. Programa de evaluación de la tensión: ARESEP-UVECASE.....	50
5.3. Análisis de causas de deficiencias de tensión reportadas por los usuarios.....	51
6. Evaluación de la gestión comercial.....	53
6.1. Atención al usuario.	54
6.2. Quejas	56
6.3. Medición	58
7. Conclusiones.	65
8. Reflexiones finales.	66

ANEXO A.....	69
Circuitos en 2025 con frecuencia promedio de interrupción por abonado superior a la media ponderada del quinquenio 2020-2024.....	69
ANEXO B.....	71
Circuitos en 2025 con tiempo promedio de interrupción por abonado superior a la media ponderada del quinquenio 2020-2024.....	71
ANEXO C.....	73
Listado de los circuitos en 2025 con cantidad mayor a 25 interrupciones por flora	73
ANEXO D.....	75
Listado de circuitos en 2025 con 10 o más interrupciones por colisión de vehículos	75
ANEXO E.	77
Listado de circuitos en 2025 con 30 o más interrupciones por contacto de fauna	77
ANEXO F.	79
Infografías en alta resolución para consulta detallada	79
Voz de las personas usuarias.....	79
Continuidad del suministro eléctrico en Costa Rica	80
Abonados según empresa y tipo de tarifa	81
Datos del sector eléctrico 2025	82
Evolución nacional de la continuidad del servicio eléctrico.....	83
Caracterización de las interrupciones.....	84
Tasas de ocurrencia de principales eventos por kilómetro de red	85
Evolución de la continuidad del servicio eléctrico.....	86
Calidad de la tensión del suministro eléctrico en Costa Rica	87
Gestión de reportes y atención al usuario	88
Quejas presentadas por los usuarios	89
Parque nacional de medidores	90

Resumen Ejecutivo

El presente informe expone los resultados de la evaluación de la calidad del suministro eléctrico correspondiente al año 2025, realizada por la Intendencia de Energía (IE) de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), con base en la información suministrada por las empresas distribuidoras en cumplimiento de la normativa vigente aplicable.

En materia de continuidad del suministro, los resultados nacionales muestran una evolución favorable respecto al año anterior. La Frecuencia Promedio de Interrupciones por Abonado (FPI) alcanzó el menor valor de la serie histórica, mientras que la Duración Promedio de Interrupción por Abonado (DPIR) presentó una reducción significativa respecto al 2024. Asimismo, la cantidad de interrupciones registradas en el Sistema Eléctrico Nacional disminuyó, reflejando una mejora general en la continuidad del servicio.

No obstante, el análisis por circuitos evidencia que aún persisten diferencias importantes entre empresas distribuidoras y entre zonas geográficas del país. Durante el 2025, el 36,3 % de los abonados fue atendido por circuitos cuyos indicadores de continuidad se ubicaron dentro de los valores normativos de referencia, lo que representa una mejora de 6,8 puntos porcentuales respecto al año anterior. Sin embargo, continúa observándose una marcada heterogeneidad en el desempeño de los distintos circuitos, asociada a factores geográficos, ambientales, tecnológicos y operativos, que requieren estrategias de intervención diferenciadas por parte de las empresas distribuidoras.

El análisis de las tasas de ocurrencia de interrupciones permitió identificar que el 87,6 % de los eventos registrados se concentró en siete causas principales: flora, fauna, tormentas eléctricas, fallas en materiales y equipos, viento, colisiones de vehículos y suspensiones programadas. Estos resultados constituyen un insumo relevante para orientar las estrategias de mantenimiento, gestión de activos e inversión hacia aquellos factores que presentan mayor incidencia sobre la continuidad del suministro. Esta información permite solicitar a las empresas distribuidoras planes de acción tendientes a enfrentar las brechas geográficas, enfocando su atención en la atención de principales causas que explican el estado de situación de cada circuito.

En cuanto a la calidad de la tensión, los resultados obtenidos mediante el Programa de Intervención de Transformadores y el Programa de Verificación de la Calidad de la Tensión (UVECASE) evidencian un alto nivel de conformidad con la normativa



vigente. No obstante, las principales oportunidades de mejora continúan concentrándose en aspectos asociados con la regulación de tensión, acometidas extensas, desbalances de carga y fallas en conexiones, elementos que pueden ser atendidos mediante acciones focalizadas en el mantenimiento.

Desde la perspectiva de la gestión comercial, el análisis de los reportes de usuarios, las quejas y la infraestructura de medición muestra que las empresas distribuidoras mantienen, en términos generales, adecuados niveles de atención y resolución; sin embargo, persisten diferencias importantes entre empresas tanto en la incidencia de reportes como en el grado de modernización de sus sistemas de medición. En particular, las cooperativas de electrificación rural continúan liderando el despliegue de tecnologías avanzadas de medición, mientras que aún existen oportunidades de modernización en parte del parque nacional de medidores.

En conjunto, los resultados del presente informe evidencian una evolución positiva de la calidad del suministro eléctrico durante el 2025, especialmente en materia de continuidad del servicio. Al mismo tiempo, ponen de manifiesto la importancia de mantener un enfoque regulatorio basado en evidencia, que permita orientar las inversiones hacia los factores de mayor incidencia, fortalecer la supervisión de la calidad del servicio y promover la mejora continua en beneficio de las personas usuarias del servicio público de electricidad.



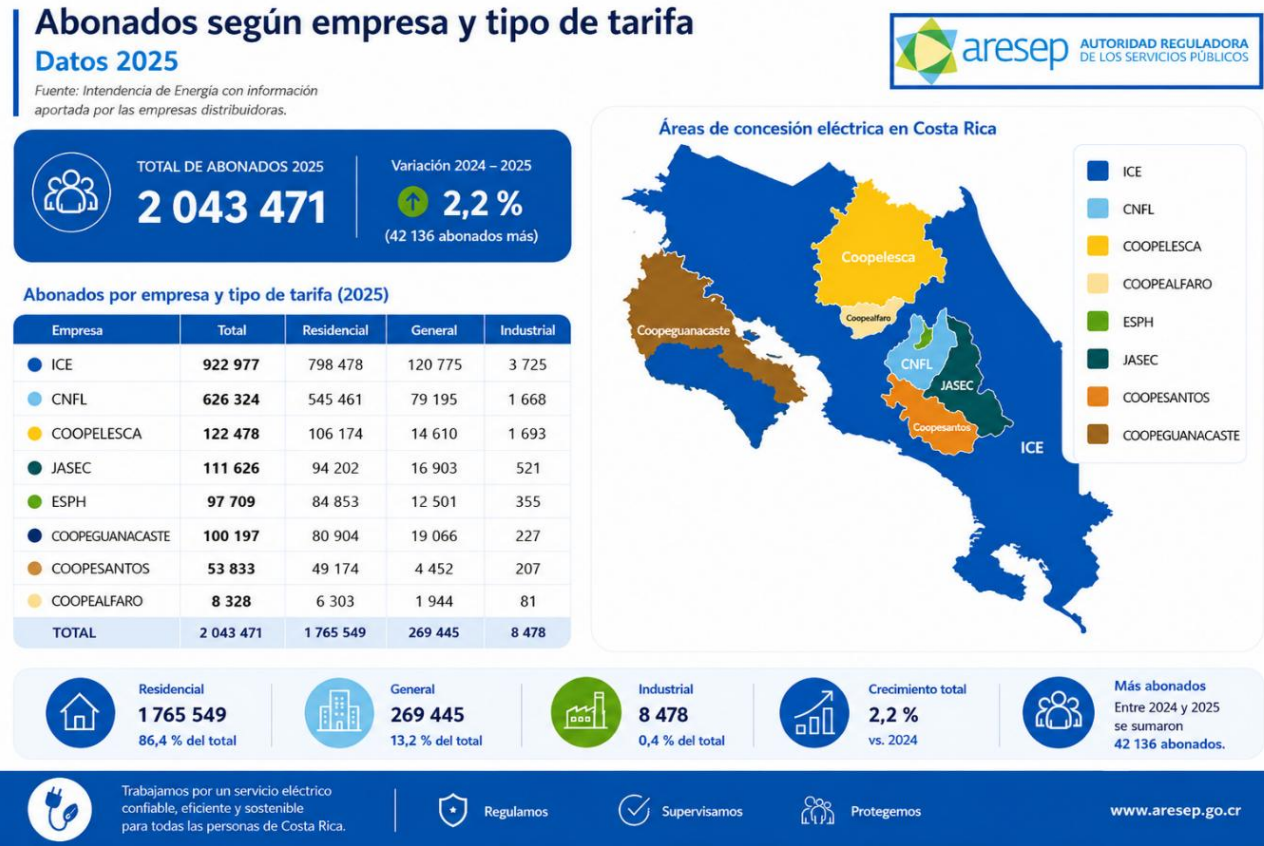
1. Introducción.

En Costa Rica, el servicio público de electricidad consta de cuatro etapas relacionadas que determinan el suministro a la población, las cuales son generación, transmisión, distribución y comercialización. La etapa de distribución y comercialización se brinda por medio de las redes de media y baja tensión de las empresas públicas: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A (CNFL, S.A.); las empresas municipales: Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH, S.A.) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC); y las cooperativas de electrificación rural: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.), Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (COOPEALFARORUIZ, R.L.), Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (COOPESANTOS, R.L.) y Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE, R.L.). Además, en 2025, se superaron los dos millones de abonados, llegando a 2.043.471. Se generó un total de energía eléctrica de 13.188 GWh. Los intercambios con Centroamérica fueron aproximadamente 180 GWh de importación y 510 GWh exportados, generando un balance comercial positivo por más de 330 GWh.



Figura 1

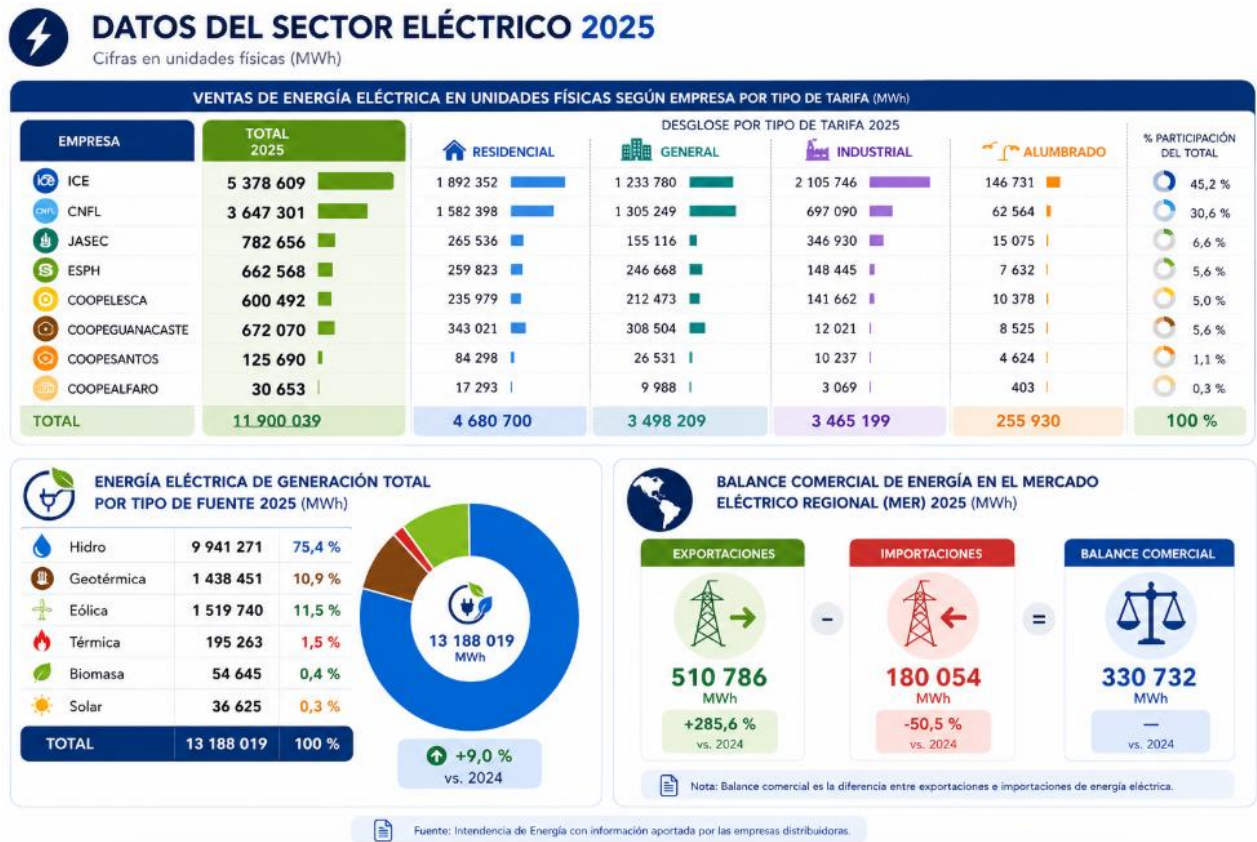
Abonados según empresa y tipo de tarifa. Mercado Eléctrico Nacional. Costa Rica, 2025.



Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.



Figura 2
Datos del Sector Eléctrico. Costa Rica, 2025.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

En lo que respecta a la distribución y comercialización, que es la etapa en que se atienden las necesidades de los distintos sectores de consumo: residencial, industrial, comercial y servicios; el proceso de evaluación de la calidad que realiza la Autoridad Reguladora adquiere especial relevancia, teniendo en consideración la obligación que tienen las empresas distribuidoras de cumplir con los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que sustentan la prestación óptima del servicio público de suministro de energía eléctrica. Asimismo, con el propósito de incorporar la percepción de las personas usuarias respecto a la calidad del servicio eléctrico, se presentan resultados de la “XI Encuesta sobre Acceso, Uso y Satisfacción de los Servicios Públicos Regulados por la ARESEP”, realizada durante el año 2025. Los resultados muestran una valoración favorable del servicio por parte de la población usuaria, particularmente en aspectos



relacionados con la continuidad del suministro, el cumplimiento de los horarios de interrupción comunicados y la seguridad de las instalaciones eléctricas.

Figura 3
Percepción de las personas usuarias sobre la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico (2025)



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos de la XI ENCUESTA SOBRE ACCESO, USO Y SATISFACCIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS REGULADOS POR LA ARESEP, 2025.

Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.



2. Evaluación de la continuidad del suministro en el ámbito nacional.

2.1 Panorama Nacional de la Continuidad del Servicio Eléctrico

La frecuencia promedio de las interrupciones por abonado (FPI) y el tiempo promedio de interrupción por abonado (DPIR), son dos indicadores que permiten conocer y evaluar la continuidad del servicio eléctrico suministrado por las empresas distribuidoras; se calculan con base en las interrupciones con una duración mayor a cinco minutos, que se suscitan a nivel de subestaciones, elementos de protección automáticos o manuales y en los transformadores de distribución, en relación con los abonados o servicios que son afectados por esas interrupciones.

El primer indicador (FPI) expresa la cantidad de veces que, en promedio, un abonado o usuario percibe interrupciones en el suministro eléctrico y el segundo (DPIR) contabiliza el tiempo promedio en que el servicio eléctrico no le fue suministrado; es decir, miden el tiempo y la cantidad de veces que, en promedio, un abonado o usuario del servicio eléctrico del país, de una empresa eléctrica distribuidora o de una parte de la red eléctrica de una empresa eléctrica, experimenta durante un periodo determinado, usualmente un año. Los resultados para 2025, son DPIR: 8,11 horas (8:06 horas) en promedio, y el FPI: 6,29 veces.



Figura 4
Panorama nacional de la continuidad del servicio eléctrico. Costa Rica, 2025



Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

En la siguiente figura, se presenta la evolución de los indicadores FPI y DPIR correspondientes al periodo 2013-2025, en el país.



Figura 5
Evolución histórica de los indicadores FPI y DPIR. Costa Rica, 2013-2025



Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

2.2 Evolución de la continuidad del servicio eléctrico

Durante el 2025 los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 6,29 interrupciones (1,34 menos en relación con el 2024), de las cuales, se presentaron 0,49 interrupciones por la falta de suministro eléctrico a nivel del sistema de transmisión y del parque de generación nacional (lo que se muestra en el gráfico como causas atribuibles al ICE); 3,23 veces por causas externas (influencias medioambientales, actividad humana y redes eléctricas externas); y 2,57 veces como consecuencia de causas internas (actividades de operación y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de la red de distribución eléctrica).



En el análisis de los tipos de interrupciones por abonado, considerando las diferencias entre interrupciones momentáneas (menores a 1min), prolongadas (entre 1 y 5 min) y temporales (mayores a 5min), durante el 2025, los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 8,02 horas (8 horas y 1 minuto) de interrupción en el suministro eléctrico de las cuales 0,32 horas (19 minutos) fueron producto de interrupciones en el servicio de transmisión del ICE; 4,90 horas (4 horas y 54 minutos) por causas de origen externo a la red de distribución nacional; y 2,80 horas (2 horas y 48 minutos) a consecuencia de las causas de origen interno.

Cuadro N° 1
Indicadores de no conformidad asociados al DPIR y FPI para el año 2025

Empresa	Cantidad Abonados	Porcentaje del total de abonados del sector de distribución	Porcentaje de abonados de la empresa distribuidora con no conformidad DPIR	Porcentaje de abonados de la empresa distribuidora con no conformidad FPI
ICE	922 977	45,2%	58,8%	28,5%
CNFL	626 324	30,5%	48,3%	40,8%
COOPELESCA	122 478	6,0%	38,3%	12,8%
JASEC	111 626	5,5%	33,1%	30,4%
COOPEGUANACASTE	100 197	5,0%	40,7%	47,8%
ESPH	97 709	4,8%	38,2%	46,6%
COOPESANTOS	53 833	2,6%	76,5%	76,5%
COOPEALFARORUIZ	8 328	0,4%	0,0%	4,6%
TOTAL NACIONAL	2 043 471	100%		

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El análisis de los indicadores de no conformidad asociados al DPIR y FPI para el año 2025 en el cuadro N° 1, evidencia diferencias relevantes en el desempeño de las empresas distribuidoras del servicio eléctrico, tanto en términos de cobertura de abonados como en el nivel de afectación asociado a la calidad del suministro eléctrico.

El ICE y la CNFL representan los agentes con mayor impacto debido a que entre ambas concentran el 75,7% de los abonados del sector de distribución. En el caso del ICE, se observa un porcentaje de no conformidad DPIR de 58,8%, lo cual constituye uno de los valores más altos entre las distribuidoras con mayor participación nacional. Este comportamiento refleja una afectación significativa sobre la continuidad y calidad del servicio percibida por los usuarios, considerando



además el peso relativo de esta empresa dentro del sistema eléctrico nacional. Por su parte, la CNFL presenta no conformidades de 48,3% en DPIR y 40,8% en FPI, valores que también resultan elevados para un operador de alta densidad de usuarios.

Asimismo, destaca el caso de COOPESANTOS, que, aunque representa únicamente el 2,6% de los abonados nacionales, registra el mayor porcentaje de no conformidad tanto en DPIR como en FPI, con un valor de 76,5% en ambos indicadores. Este resultado sugiere un desempeño desfavorable en términos de calidad del servicio, particularmente en duración y frecuencia de interrupciones, lo cual requiere un análisis técnico más detallado sobre las causas tales como condiciones de red y estrategias de mantenimiento implementadas por la distribuidora.

En contraste, empresas como COOPELESCA y JASEC presentan porcentajes relativamente menores de no conformidad en comparación con otras distribuidoras, particularmente en el indicador FPI, donde COOPELESCA registra un 12,8%, constituyéndose en uno de los mejores desempeños observados. De igual forma, COOPEALFARORUIZ muestra un 0,0% de no conformidad en DPIR y 4,6% en FPI; sin embargo, debido a su baja participación nacional (0,4%), el impacto sistémico asociado resulta reducido.

Adicionalmente, se observa que algunas distribuidoras presentan diferencias importantes entre ambos indicadores. Por ejemplo, el ICE evidencia una mayor afectación en DPIR respecto al FPI, mientras que empresas como ESPH y COOPEGUANACASTE muestran niveles elevados en FPI, superiores al 46%, lo que podría asociarse a eventos repetitivos o problemas de frecuencia de interrupciones que afectan la percepción de calidad del usuario final.

Estos resultados permiten identificar distribuidoras prioritarias para seguimiento y fiscalización técnica, especialmente aquellas con alta participación de abonados y elevados niveles de no conformidad. Asimismo, la información constituye un insumo relevante para la evaluación del cumplimiento normativo en materia de calidad del servicio eléctrico y para la definición de medidas correctivas orientadas a mejorar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico nacional.

2.3 Caracterización de las interrupciones

De manera complementaria a los indicadores globales analizados en los apartados 2.1 y 2.2, la continuidad del suministro eléctrico también se evalúa por medio de tres indicadores en función de su duración: “Frecuencia de interrupciones momentáneas



(FIM)”, “Frecuencia de interrupciones temporales (FIT)”, “Frecuencia de interrupciones prolongadas (FIP)”. Esta clasificación adquiere relevancia para profundizar en el análisis del impacto que tienen los problemas de interrupción en procesos productivos, en donde la continuidad es un factor crítico.

Para la determinación de estos indicadores, los cuales se calculan por circuito, se utilizan únicamente las interrupciones que se presentan a nivel del interruptor de salida de la subestación y representan la frecuencia con que se dan las interrupciones catalogadas, en función de su duración.

De la figura 6, se observa que las interrupciones momentáneas representaron la mayor proporción de eventos registrados, con un promedio nacional de 4,60 interrupciones por abonado (57,3 %), seguidas por las temporales con 1,85 interrupciones por abonado (23,1 %) y las prolongadas con 1,57 interrupciones por abonado (19,6 %). Aunque las interrupciones prolongadas son las menos frecuentes, son las que tienen una mayor incidencia sobre el tiempo promedio de interrupción del servicio (DPIR), debido a su mayor duración.

Según la perspectiva de su origen, las causas externas continúan siendo el principal factor asociado a la continuidad del suministro, al representar 64,4 % de los eventos registrados, seguidas por las causas no identificadas (14,8 %), las causas internas (10,5 %) y las interrupciones originadas en la red del usuario (5,8 %). Estos resultados evidencian que la mayor parte de las interrupciones responde a factores que se producen fuera de la infraestructura propia de las empresas distribuidoras, lo que plantea retos importantes para la gestión integral de la calidad del servicio.

Dentro de las causas externas, predominan ampliamente los eventos de origen ambiental, que representan el 87,0 % de este tipo de interrupciones. En particular, el contacto de la flora (48,7 %) y la fauna (21,5 %) con la infraestructura eléctrica concentra más del 70 % de las causas ambientales, seguido por las tormentas eléctricas (18,9 %). Este comportamiento confirma que la interacción entre la red eléctrica y el entorno natural continúa siendo el principal desafío para la continuidad del suministro eléctrico en Costa Rica, particularmente en zonas con alta cobertura vegetal y condiciones climáticas adversas.

En las interrupciones asociadas a influencias de redes externas, la principal causa corresponde a sobrecargas en las instalaciones de los usuarios (37,7 %), seguida por daños en instalaciones internas (19,5 %) y fallas ocurridas en el Sistema Eléctrico Nacional (17,9 %). En conjunto, estas causas representan cerca de las



tres cuartas partes de las interrupciones originadas por influencias ajenas a la red de distribución.

Finalmente, respecto a las causas internas, el 73,9 % de las interrupciones correspondió a eventos forzados, mientras que el 26,1 % obedeció a interrupciones programadas. A su vez, dentro de las interrupciones forzadas destaca, el fallo en materiales o equipos (86,4 %), muy por encima del resto de causas, lo que evidencia que la confiabilidad de los activos continúa siendo el principal factor interno que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

En conjunto, los resultados muestran que las oportunidades de mejora de la continuidad del servicio requieren un enfoque diferenciado. Por una parte, resulta fundamental fortalecer las estrategias de gestión de vegetación, fauna y resiliencia de la infraestructura frente a fenómenos naturales. Por otra, persiste la necesidad de continuar modernizando y renovando los activos eléctricos, de manera que se reduzca la ocurrencia de fallas forzadas asociadas a materiales y equipos, principal causa interna de interrupciones del suministro.

Asimismo, una proporción relevante de las interrupciones continúa clasificándose como de origen no identificado (14,8%), sin embargo, en comparación con el año anterior, se observa una reducción significativa en la proporción de interrupciones clasificadas como de causa no identificada, al pasar de 27,7% en 2024 a 14,8% en 2025. Este resultado refleja una mejora en los procesos de identificación y clasificación de eventos por parte de las empresas distribuidoras, fortaleciendo la calidad de la información utilizada para el análisis regulatorio y la definición de acciones orientadas a mejorar la continuidad del suministro.

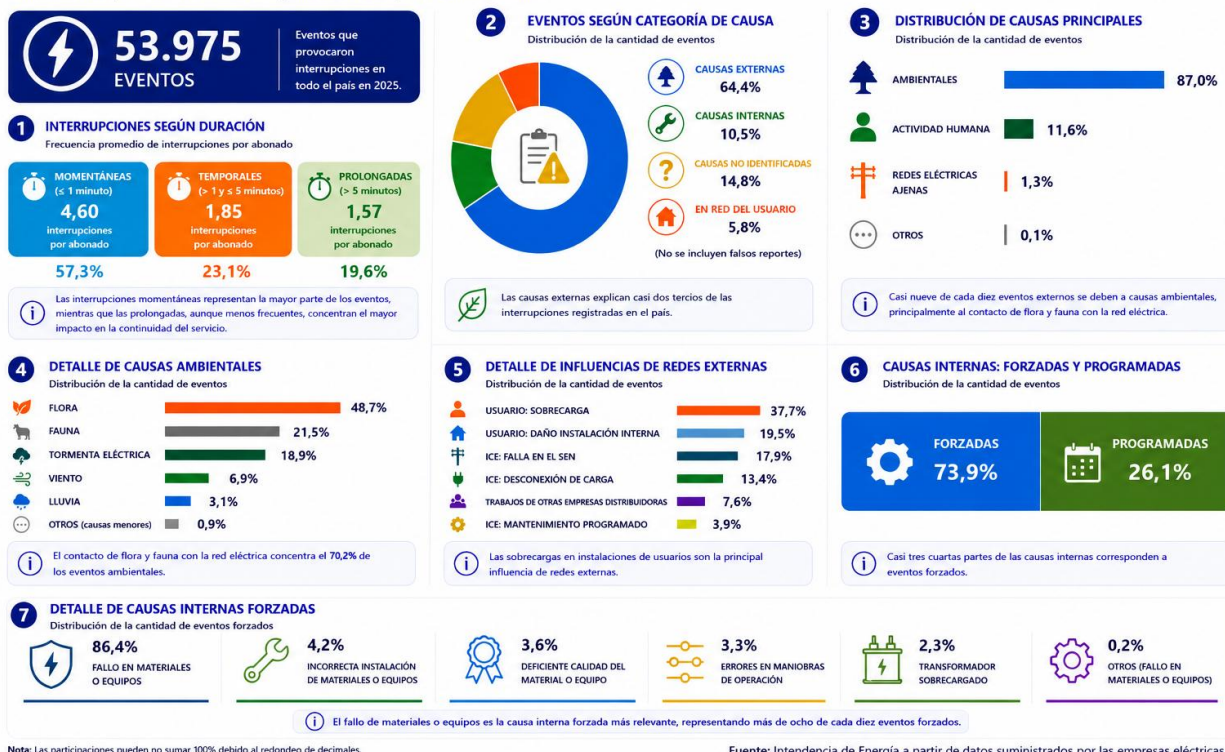
En términos generales, los resultados obtenidos evidencian que los desafíos asociados a la continuidad del suministro eléctrico responden tanto a factores internos de gestión como a condiciones ambientales, geográficas y territoriales propias de cada zona de concesión. En consecuencia, las acciones orientadas a mejorar la calidad del servicio deben combinar medidas de fortalecimiento operativo y tecnológico de las redes eléctricas con estrategias específicas para la mitigación de riesgos asociados a la interacción de la infraestructura con su entorno.



FIGURA 6.
CARACTERIZACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES. COSTA RICA, 2025

CARACTERIZACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

En 2025 se registraron 53.975 eventos que provocaron interrupciones del suministro eléctrico en todo el país. A continuación, se presenta su caracterización según duración, causa y otros factores asociados.



En la presente infografía, el 4,5 % no contabilizado en las demás categorías corresponde a reportes clasificados como falsos.

Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

Además, en este análisis, se decidió visibilizar las zonas y circuitos donde se presentaron estas incidencias, de modo que fue posible identificar aquellas originadas por fauna, con el fin de evaluar las medidas indicadas en la directriz MINAE N.º 13-2018. En este contexto, también se considera que la flora desempeña un papel relevante como medio de acceso para la fauna al tendido eléctrico, facilitando interacciones que pueden derivar en interrupciones del servicio. El anexo E presenta una lista de los circuitos ordenados según la cantidad de eventos de este tipo.

Respecto a las influencias de la actividad humana sobre la red de distribución, que provocaron interrupciones en el servicio eléctrico durante el 2025, más de 80% de estas causas, se debieron a la colisión de vehículos contra el tendido eléctrico o bien contra las redes de telecomunicaciones soportadas por la infraestructura eléctrica, acarreando consecuencias contra esta.



A raíz de lo anterior, resulta relevante para las empresas distribuidoras identificar geográficamente los puntos donde se dan este tipo de situaciones, para eliminar puntos de alta peligrosidad, y en aquellos en que exista reincidencia, valorar el costo de las reparaciones y de la energía no servida respecto a diferentes medidas de mitigación aplicables para este riesgo, además, de valorar el estado de la infraestructura de distribución eléctrica, así como la disposición de las redes de telecomunicaciones que hacen uso de la infraestructura compartida. En el anexo D se listan los circuitos con mayor cantidad de incidencias de este tipo para este periodo de estudio.

Del total de interrupciones por influencia de redes eléctricas, ajenas a la red de distribución de las empresas el 37,7 % se debieron a sobrecarga en las redes eléctricas de los abonados, 19,5 % a daños en la instalación eléctrica de los usuarios, 7,6 % por trabajos de otras empresas distribuidoras, 17,9 % por fallas en el Sistema de Transmisión/Generación Nacional, 13,4 % a desconexión de carga por requerimiento del Sistema Eléctrico Nacional y por último 3,9 % a mantenimientos programados del ICE.

En lo que respecta al tiempo de respuesta de las empresas eléctricas para la atención de las interrupciones asociadas a las perturbaciones reportadas por los usuarios, se tiene que durante el 2025, el tiempo promedio de atención fue de 3,81 horas (3 horas y 49 minutos), segregado de la siguiente manera: organización para la atención de la perturbación 1,83 horas (1 hora y 50 minutos), desplazamiento hacia el lugar 0,78 horas (47 minutos), localización de la avería o falla en la red 0,25 horas (15 minutos) y reparación de daño 0,95 horas (57 minutos).



3. Análisis de la incidencia de eventos en la red

Además de los indicadores tradicionales de continuidad, resulta indispensable analizar la frecuencia con que ocurren los distintos eventos que originan las interrupciones del suministro eléctrico. Para ello, la Autoridad Reguladora evalúa la tasa de ocurrencia de los principales eventos por kilómetro de red, indicador que permite comparar la evolución de cada empresa independientemente del tamaño de su infraestructura.

El análisis realizado evidencia que las principales causas de interrupción continúan asociándose con la interacción entre la red eléctrica y su entorno, particularmente el contacto de la flora y la fauna con la infraestructura, así como con fenómenos atmosféricos y fallas propias de los activos eléctricos. Sin embargo, el comportamiento observado no es homogéneo entre empresas, reflejando diferencias en las condiciones geográficas, ambientales y en las estrategias de operación y mantenimiento implementadas por cada distribuidor.

La comparación del desempeño del año 2025 respecto al promedio del quinquenio 2020-2024 permite identificar tendencias que constituyen una herramienta de gestión para orientar acciones preventivas, priorizar inversiones y fortalecer la resiliencia de las redes de distribución. En ese sentido, el análisis de las tasas de ocurrencia complementa los indicadores de continuidad al facilitar la identificación de las causas que más contribuyen al deterioro de la calidad del suministro eléctrico.

Existen varios parámetros para evaluar la eficiencia en la gestión de una empresa distribuidora en lo que respecta al diseño, operación y mantenimiento de su red eléctrica. Uno de ellos se refiere a la incidencia o tasa de suscitación de eventos por kilómetro de red que ocasionan la interrupción del servicio eléctrico a uno o más usuarios.

En ese contexto, del análisis de las interrupciones que afectan a uno o más usuarios durante 5 o más minutos, en el periodo que abarca los años 2020-2025, se presenta en esta sección para cada empresa, donde cerca del 85,0% de tales cortes en el suministro de electricidad se dan a consecuencia de 7 tipos de eventos: flora, fauna, tormenta eléctrica, fallo en materiales y equipos, viento, colisión de vehículos y suspensiones programadas.

A continuación, se presenta un análisis de la incidencia de los principales tipos de eventos por kilómetro de red que repercuten en la continuidad del suministro eléctrico, que brinda cada una de las empresas distribuidoras a sus abonados. Este análisis abarca el valor promedio del quinquenio 2020-2024, y los valores puntuales para los años 2024 y 2025.



A diferencia de los indicadores de continuidad FPI y DPIR, este análisis permite identificar no sólo cuánto se interrumpe el servicio, sino también cuáles son las causas de estas fallas por empresa distribuidora y la variación en 2025, con respecto al comportamiento histórico de cada empresa en el quinquenio 2020-2024. En la figura 7 se presentan los resultados por empresa eléctrica de estas evaluaciones.

FIGURA 7.
PRINCIPALES EVENTOS DE CONTINUIDAD POR KM DE RED. COSTA RICA, 2025
TASAS DE OCURRENCIA DE PRINCIPALES EVENTOS POR KILÓMETRO DE RED

La tasa de ocurrencia por kilómetro de red permite comparar la frecuencia con que se presentan los eventos que originan interrupciones del suministro eléctrico en cada empresa distribuidora.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.



A continuación, se hará un análisis breve por empresa distribuidora:

3.1. Instituto Costarricense de Electricidad: ICE.

En el ICE se observa un incremento en la tasa de ocurrencia de los principales eventos respecto al promedio del quinquenio 2020-2024. La flora continúa siendo el evento de mayor incidencia sobre la continuidad del servicio, seguida por las tormentas eléctricas, la fauna y los fallos en materiales y equipos. Este comportamiento evidencia la influencia de los factores ambientales sobre una red de distribución con amplia cobertura territorial y condiciones climáticas diversas.

3.2. Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.: CNFL.

La CNFL presentó incrementos en todos los principales eventos analizados respecto al promedio histórico. Destacan particularmente las mayores tasas asociadas a flora y fauna, así como el aumento en la incidencia de colisiones de vehículos y tormentas eléctricas. Estos resultados reflejan la influencia de factores propios de una red predominantemente urbana. Es necesario señalar que la CNFL es la segunda empresa con mayor incidencia de colisiones de vehículos con la red por lo que resulta conveniente que CNFL considere dentro de sus planes de gestión de la red de distribución propuestas enfocadas en la reducción de estas incidencias.

Se observó también un incremento asociado con la interacción de la red con flora y fauna, por lo que las gestiones de mantenimiento de las servidumbres de red deben mejorarse.

3.3. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.; COOPELESCA.

En lo que respecta a COOPELESCA, se registró un aumento en la mayoría de los principales eventos respecto al promedio del quinquenio, siendo la fauna y la flora los eventos de mayor incidencia durante 2025. La tasa asociada a tormentas eléctricas se mantuvo cercana al comportamiento histórico, lo que evidencia un desempeño relativamente estable para este tipo de eventos.



3.4. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.: COOPEGUANACASTE

COOPEGUANACASTE presentó tasas inferiores al promedio histórico en los principales eventos analizados. La reducción observada tanto en eventos ambientales como en fallos de materiales y equipos sugiere un comportamiento más favorable respecto al registrado durante el quinquenio de referencia. Estos resultados son positivos en cuanto a la administración de la red de distribución, por lo que se insta a la cooperativa a continuar el trabajo realizado a la fecha en aras de mantener la mejora continua y el mantenimiento de la red.

3.5. Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, R.L.: COOPESANTOS.

En COOPESANTOS se observa un incremento en la incidencia de eventos asociados al viento y a las tormentas eléctricas respecto al promedio histórico, mientras que las tasas correspondientes a flora y fallos en materiales y equipos disminuyeron. Este comportamiento evidencia que los fenómenos meteorológicos son el principal factor que incide sobre la continuidad del servicio en esta zona de concesión.

3.6. Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L.: COOPEALFARORUIZ.

COOPEALFARORUIZ presentó un incremento en la incidencia de tormentas eléctricas, viento, así como en fallos en materiales y equipos con respecto al promedio del quinquenio. En contraste, los eventos asociados a flora y fauna se mantuvieron prácticamente estables. Resulta conveniente que COOPEALFARORUIZ tome acciones con respecto a dichos eventos, en aras de mejorar la continuidad en el servicio eléctrico que brinda.



3.7. Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S. A.: ESPH.

En la ESPH aumentó la incidencia de eventos asociados a flora, fauna, tormentas eléctricas y colisiones de vehículos respecto al promedio histórico. Por el contrario, la tasa de fallos en materiales y equipos mostró una reducción significativa, reflejando una mejora importante respecto al comportamiento registrado durante el quinquenio. Además, es importante llamar la atención sobre la alta tasa de colisiones de vehículos, siendo la empresa que presenta la mayor al respecto. Es importante que ESPH, considere tomar acciones tanto preventivas, como correctivas para mejorar su desempeño, con respecto a este indicador tanto de infraestructura, como de calidad.

3.8. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago: JASEC.

JASEC presentó incrementos en la incidencia de flora, fauna y colisiones de vehículos respecto al promedio histórico. En contraste, la tasa de fallos en materiales y equipos disminuyó respecto al quinquenio de referencia, aunque continúa siendo el evento con mayor incidencia dentro de la empresa durante 2025.



4. Comportamiento quinquenal del DPIR y del FPI por empresa

Con el propósito de evaluar la evolución del desempeño de cada empresa distribuidora, en esta sección se compara el comportamiento de los indicadores DPIR y FPI durante el período 2020-2025, identificando tendencias y cambios históricos. Si bien es importante conocer el comportamiento de los indicadores de continuidad en el ámbito nacional, para efectos regulatorios es significativo conocer el comportamiento de ellos para cada empresa en particular y evaluar si, a lo interno de estas, están tomando acciones que tiendan al mejoramiento de la calidad que suministra; es decir evaluar las acciones de la empresa para el mejoramiento continuo.

En la figura 8, se puede ver dicho comportamiento por empresa de manera resumida.



Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

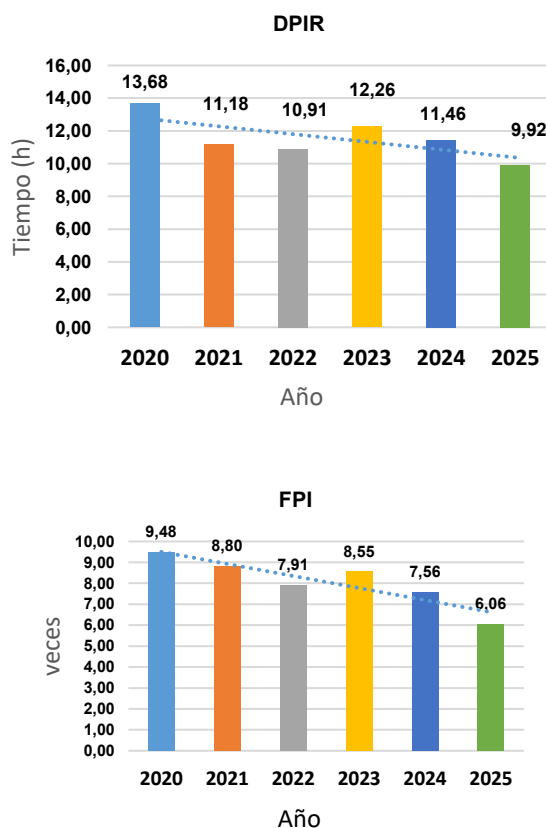


Seguidamente se presentará un análisis del comportamiento de los indicadores DPIR y FPI de cada empresa durante el 2025, en comparación con el valor promedio propio de cada empresa de esos indicadores, para la ventana de tiempo del 2020 al 2024, así como el valor promedio nacional de esa ventana y con respecto al valor de referencia normativo vigente en la actualidad.

4.1. ICE

Para el periodo en cuestión la empresa logró disminuir tanto su DPIR como su FPI, mostrando a la vez una tendencia a la baja en ambos indicadores. En el gráfico N°1 se muestra la serie histórica de ambos indicadores para ICE.

GRÁFICO N° 1 EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, ICE. COSTA RICA, 2020-2025



El cuadro N° 2, se presenta el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador DPIR superó el promedio de la empresa, el promedio nacional y el límite normativo durante el período 2020-2025. Este análisis permite estimar la proporción de usuarios expuestos a una duración promedio de interrupciones superior a cada uno de estos valores de referencia.

Durante 2025, el 27,5 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa, el 36,8 % a circuitos por encima del promedio nacional y el 58,8 % a circuitos que superaron el límite normativo.

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una mejora en la continuidad del servicio experimentada por los abonados durante el año analizado.

Cuadro N° 2
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. ICE, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	736579	40,8%	52,6%	75,1%
2021	740658	36,4%	45,3%	66,9%
2022	760458	30,2%	45,8%	67,9%
2023	797193	35,8%	45,2%	74,1%
2024	860332	35,5%	43,6%	67,6%
2025	885259	27,5%	36,8%	58,8%
Promedio quinquenio 2020-2024		35,8%	46,5%	70,3%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 3 presenta el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador FPI superó el promedio de la empresa, el promedio nacional y el límite normativo durante el período 2020-2025. Este análisis permite estimar la proporción de usuarios expuestos a una frecuencia promedio de interrupciones superior a cada uno de estos valores de referencia.

Durante 2025, el 24,7% de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, el 23,5% a circuitos por encima del promedio nacional y el 28,5% a circuitos que superaron el límite normativo.

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una mejora en la



frecuencia de las interrupciones experimentada por los abonados durante el año analizado.

Cuadro N° 3
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. ICE, 2020-2025.

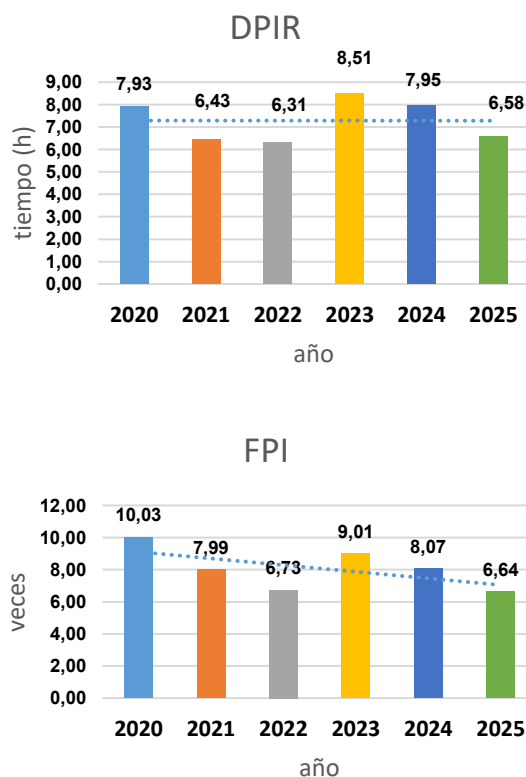
Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	736579	50,6%	50,6%	57,0%
2021	740658	51,0%	51,0%	55,5%
2022	760458	39,3%	39,3%	51,9%
2023	797193	47,4%	47,4%	51,8%
2024	860332	39,1%	37,4%	41,6%
2025	885259	24,7%	23,5%	28,5%
Promedio Quinquenio 2020-2024		45,5%	45,1%	51,6%

4.2. Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Para el periodo en cuestión la empresa logró el menor valor de FPI, mostrando a la vez una tendencia a la baja en este indicador, lo que denota en cuanto a la cantidad de cortes promedio de electricidad que sienten los abonados. El DPIR por su parte muestra variaciones en el tiempo, manteniendo una tendencia estable, tal como se observa en el gráfico N° 2.



GRÁFICO N° 2 EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, CNFL. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 4 presenta, para cada año del período 2020-2025, la cantidad y el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador DPIR superó tres valores de referencia: i) el promedio de la propia empresa, ii) el promedio nacional y iii) el límite normativo establecido por la regulación.

Este análisis permite estimar la proporción de usuarios que experimentó una continuidad del servicio inferior a cada uno de estos niveles de referencia, complementando el análisis realizado a nivel de circuitos.

En el caso de la CNFL, durante 2025 el 39,3 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa, el 21,4 % a circuitos por encima del promedio nacional y el 48,3 % a circuitos que excedieron el valor de referencia normativo. Estos porcentajes representan una disminución respecto al promedio del quinquenio 2020-2024 en los tres criterios de comparación, lo que



evidencia una mejora en la continuidad del servicio experimentada por los usuarios durante el año analizado.

Cuadro N° 4
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. CNFL, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	581247	38,9%	26,2%	57,6%
2021	587189	32,6%	18,7%	45,9%
2022	604672	30,6%	19,1%	40,5%
2023	610298	53,3%	33,2%	64,5%
2024	616498	51,0%	29,6%	63,7%
2025	625938	39,3%	21,4%	48,3%
Promedio quinquenio 2020-2024		41,3%	25,4%	54,5%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 5 presenta el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador FPI superó el promedio de la empresa, el promedio nacional y el límite normativo durante el período 2020-2025. Este análisis permite estimar la proporción de usuarios expuestos a una frecuencia de interrupciones superior a cada uno de estos valores de referencia.

En el caso de la CNFL, durante 2025 el 37,9 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, el 37,9 % a circuitos por encima del promedio nacional y el 40,8 % a circuitos que superaron el límite normativo. En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una mejora en la frecuencia de las interrupciones experimentada por los abonados durante el año analizado.



Cuadro N° 5
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. CNFL, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	581247	46,7%	46,7%	54,6%
2021	587189	40,7%	36,4%	45,6%
2022	604672	27,8%	27,8%	38,3%
2023	610298	42,0%	42,0%	51,6%
2024	616498	39,9%	39,3%	51,0%
2025	625938	37,9%	37,9%	40,8%
Promedio Quinquenio 2020-2024		39,4%	38,4%	48,2%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

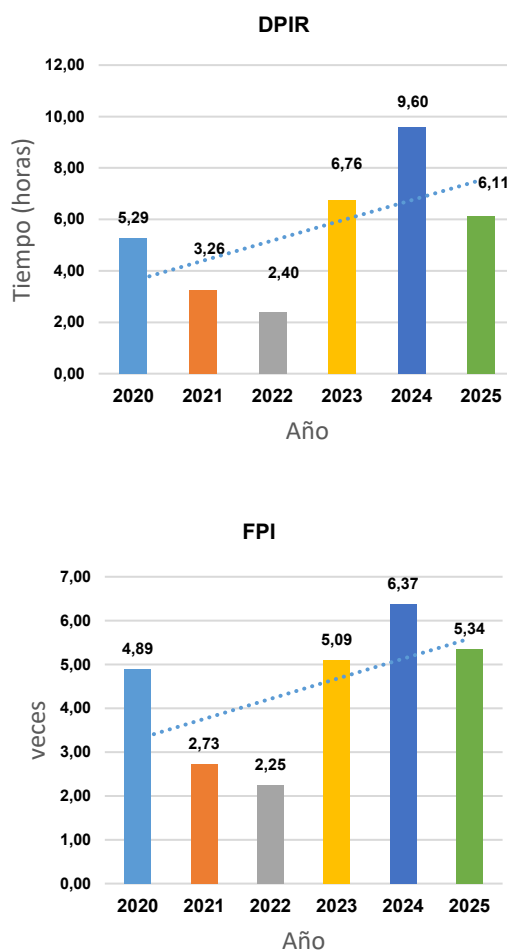
Si bien durante el 2025 la CNFL mostró una reducción en la proporción de abonados expuestos a circuitos con indicadores superiores a los valores de referencia, aún un 40,8 % de los usuarios se encuentra asociado a circuitos cuyo FPI supera el límite normativo. Según lo anterior, es importante mantener el seguimiento de los circuitos con mayor recurrencia de interrupciones y verificar que los planes de inversión continúen orientándose hacia la mejora de dichos sectores de la red.

4.3. JASEC

Para el periodo en cuestión la empresa muestra un deterioro en los indicadores en el 2025, con respecto al promedio de los 5 años previos, y la línea de tendencia parece mostrar un comportamiento sostenido al alza aunque con una mejora percibida entre 2024 y 2025.



GRÁFICO N° 3 EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, JASEC. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 6 presenta similar a los cuadros anteriores, la cantidad y el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador DPIR superó tres valores de referencia ya mencionados por empresa, nacional, y normativo.

En el caso de JASEC, durante 2025, 50,8% de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa, 16,4% a circuitos por encima del promedio nacional y el 33,1% a circuitos que excedieron el valor de referencia normativo. Llama la atención como durante algunos años el porcentaje de abonados con respecto a alguno de estos valores de referencia, estuvo en 0%, sin embargo, en los últimos 3 años y de manera sostenida se han venido presentando eventos de continuidad con una duración mayor para los abonados de



JASEC. Inclusive, durante el año 2022, según los datos reportados por la empresa distribuidora, el 100 % de sus abonados experimentaron un tiempo promedio ponderado de interrupción inferior a la media ponderada de: la empresa, nacional y del valor normativo de referencia. Los casos resaltados además denotan, cuáles de los indicadores anuales de 2025 son superiores a la media del quinquenio 2020-2024.

Cuadro N° 6
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. JASEC, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	101089	44,6%	0,0%	44,6%
2021	100289	16,6%	0,0%	16,6%
2022	105609	0,0%	0,0%	0,0%
2023	109988	56,9%	18,1%	50,4%
2024	109405	92,0%	43,1%	70,9%
2025	111099	50,8%	16,4%	33,1%
Promedio quinquenio 2020-2024		42,0%	12,2%	36,5%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 7, similar a los análisis anteriores se observa el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador FPI superó los tres valores indicativos que se están usando en este análisis. En el caso de JASEC, 57,6% de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, 10,9% a circuitos por encima del promedio nacional y 30,4% a circuitos que superaron el límite normativo. En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa un aumento en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una desmejora en la frecuencia de las interrupciones experimentada por los abonados.



Cuadro N° 7
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. JASEC, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	101089	55,0%	4,3%	20,8%
2021	100289	15,8%	0,0%	6,1%
2022	105609	4,3%	4,3%	4,3%
2023	109988	64,0%	4,3%	4,3%
2024	109405	83,6%	25,2%	32,3%
2025	111099	57,6%	10,9%	30,4%
Promedio Quinquenio 2020-2024		44,5%	7,6%	13,5%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

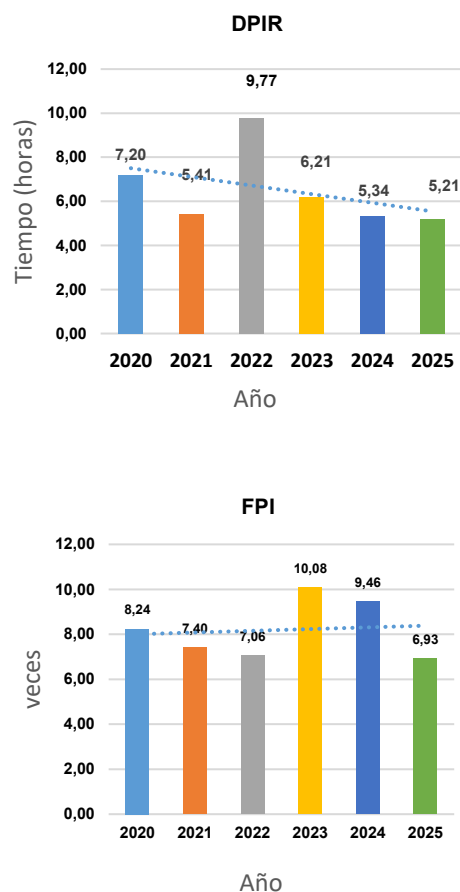
El incremento observado en la proporción de abonados conectados a circuitos con indicadores superiores a los valores de referencia constituye una señal de alerta sobre el desempeño de la continuidad del servicio en la empresa. En consecuencia, este resultado refuerza la necesidad de orientar las inversiones hacia los circuitos con mayores niveles de frecuencia de interrupciones, aspecto que deberá ser valorado por la Autoridad Reguladora durante el análisis de los planes de inversión y fiscalización de la calidad.

4.4. ESPH, S.A.

Para el periodo en cuestión la empresa logró el menor valor de DPIR que se ha registrado desde 2020, mostrando a la vez una tendencia a la baja en este indicador, lo que denota tiempos más cortos en las fallas de suministro eléctrico. El FPI parece oscilar alrededor de un valor aproximado de 8 veces, sin embargo, la curva de tendencia tiene una pequeña pendiente positiva, lo que significa una tendencia creciente.



GRÁFICO N° 4 EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, ESPH. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 8 presenta similar a los cuadros anteriores, la cantidad y el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador DPIR superó tres valores de referencia ya mencionados por empresa, nacional, y normativo.

Para ESPH, durante 2025, 38,2% de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa, 4,9% a circuitos por encima del promedio nacional y el 38,2% a circuitos que excedieron el valor de referencia normativo. Llama la atención como durante algunos años el porcentaje de abonados con respecto a alguno de estos valores de referencia, estuvo en 0. En el cuadro N°8 se observan resaltados en rojo los porcentajes de abonados que superan los valores de referencia.



Cuadro N° 8
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. ESPH, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	90244	47,5%	21,6%	47,1%
2021	91790	32,6%	0,0%	32,6%
2022	92773	27,0%	0,0%	27,0%
2023	94517	39,2%	10,3%	38,7%
2024	97256	34,9%	0,0%	34,9%
2025	96288	38,2%	4,9%	38,2%
Promedio quinquenio 2020-2024		36,2%	6,4%	36,1%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 9, similar a los análisis anteriores se observa el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador FPI superó los tres valores indicativos que se están usando en este análisis. En el caso de ESPH, durante 2025, 14,9% de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, 28,1% a circuitos por encima del promedio nacional y 46,6% a circuitos que superaron el límite normativo. En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa un aumento en el criterio de comparación con los valores normativos en promedio.

Cuadro N° 9
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. ESPH, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	90244	48,6%	48,6%	51,8%
2021	91790	31,0%	31,0%	43,9%
2022	92773	29,1%	29,1%	29,1%
2023	94517	32,6%	32,6%	34,0%
2024	97256	48,8%	48,8%	62,3%
2025	96288	14,9%	28,1%	46,6%
Promedio Quinquenio 2020-2024		38,0%	38,0%	44,2%

Los resultados evidencian que la mejora en el desempeño promedio de la empresa no necesariamente implica que la totalidad de los usuarios se beneficie de forma homogénea. En consecuencia, este tipo de indicadores constituye una herramienta útil para orientar la supervisión regulatoria hacia circuitos específicos donde

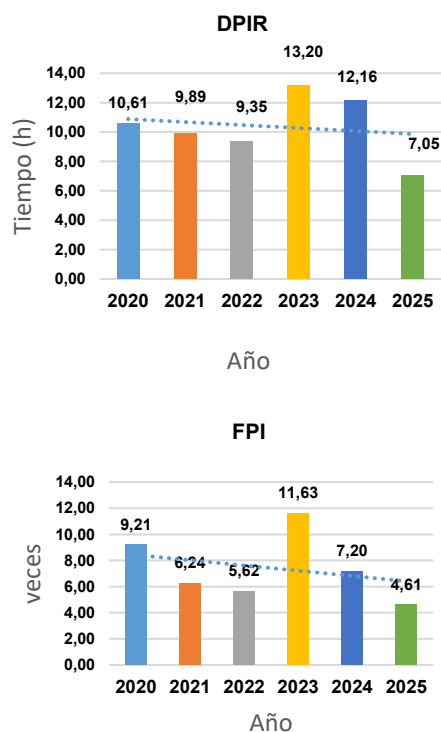


persisten incumplimientos respecto del límite normativo, favoreciendo una asignación más eficiente de las inversiones destinadas a mejorar la continuidad del servicio.

4.5. Coopelesca, R.L.

Los resultados de los indicadores de continuidad que se muestran en el gráfico N°5 evidencian una mejora significativa en la continuidad del servicio durante el 2025, al registrarse los menores valores de DPIR y FPI de toda la serie analizada. Esta reducción refleja una disminución tanto en la duración como en la frecuencia promedio de las interrupciones experimentadas por los abonados. El comportamiento anterior, constituye una señal positiva sobre la efectividad de las acciones implementadas por la empresa; no obstante, será importante verificar que esta mejora se mantenga en el tiempo y que los planes de inversión y mantenimiento continúen orientados a consolidar estos resultados y a prevenir un deterioro futuro de los indicadores.

GRÁFICO N° 5
EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, COOPELESCA. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El cuadro N° 10 similar a las anteriores secciones de este capítulo, presenta el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador DPIR superó el promedio de la empresa, el promedio nacional y el límite normativo durante el período 2020-2025.

Para el caso de Coopelesca, Durante el 2025, el 19,5 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa, el 26,8 % a circuitos por encima del promedio nacional y el 38,3 % a circuitos que superaron el límite normativo.

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una reducción significativa en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una mejora sustancial en la duración promedio de las interrupciones experimentadas por los abonados durante el año analizado.

En consecuencia a lo antes descrito, estos resultados reflejan una disminución importante en la proporción de usuarios expuestos a circuitos con mayores tiempos de interrupción, por lo que resulta conveniente verificar que las estrategias de operación, mantenimiento e inversión implementadas por la empresa permitan consolidar este desempeño y mantener la tendencia observada en los próximos períodos regulatorios.

Cuadro N° 10
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. Coopelesca, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	103562	46,4%	66,4%	77,5%
2021	106915	53,4%	53,4%	65,5%
2022	110660	20,6%	37,1%	86,0%
2023	117947	75,3%	75,3%	81,8%
2024	118020	45,0%	67,9%	74,6%
2025	123023	19,5%	26,8%	38,3%
Promedio quinquenio 2020-2024		48,1%	60,0%	77,1%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Similarmenete, en cuanto al FPI, tal como se muestra en cuadro N°11, el 8,8 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, el 4,4 % a circuitos por encima del promedio nacional y el 12,8 % a circuitos que superaron el límite normativo.



Cuadro N° 11 Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. Coopelesca, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	103562	55,3%	41,8%	79,1%
2021	106915	31,7%	31,7%	44,4%
2022	110660	15,5%	15,5%	40,1%
2023	117947	60,9%	50,9%	71,0%
2024	118020	39,1%	39,1%	43,2%
2025	123023	8,8%	4,4%	12,8%
Promedio Quinquenio 2020-2024		40,5%	35,8%	55,6%

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución significativa en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una mejora importante en la frecuencia de las interrupciones experimentada por los abonados durante el año analizado.

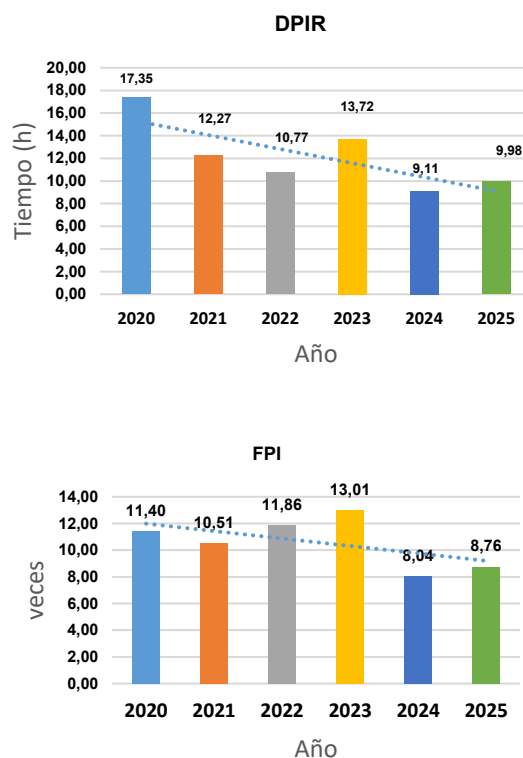
Los resultados evidencian una reducción considerable en la exposición de los usuarios a circuitos con elevada frecuencia de interrupciones, lo cual constituye un resultado positivo para la calidad del servicio. En adelante, corresponderá verificar que las acciones implementadas por la empresa permitan sostener estos niveles de desempeño y evitar un deterioro de los indicadores en los próximos procesos de fiscalización de inversiones y calidad y enfocarse en aquellas zonas donde aún se concentran los problemas de continuidad, en aras de mantener el desarrollo de la mejora continua.

4.6. Coopesantos, R.L.

En el caso de COOPESANTOS, durante el período 2020-2025 se observa una tendencia general de mejora en los indicadores de continuidad del servicio eléctrico. Tanto el DPIR como el FPI muestran una tendencia descendente a lo largo del período de análisis, aunque en 2025 ambos indicadores presentan un ligero incremento respecto al año 2024. No obstante, los valores registrados continúan siendo significativamente inferiores a los observados entre los años 2020 y 2023, lo que evidencia una mejora sostenida en la continuidad del servicio suministrado por la cooperativa. Lo anterior se observa en el gráfico N°6.



GRÁFICO N° 6
EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, COOPESANTOS. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En el caso de COOPESANTOS, durante el 2025 el 30,6 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa, el 63,7 % a circuitos por encima del promedio nacional y el 76,5 % a circuitos que superaron el límite normativo.

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución en el porcentaje de abonados con indicadores superiores al promedio de la empresa y al límite normativo; sin embargo, aumenta la proporción de usuarios atendidos por circuitos cuyo DPIR supera el promedio nacional. Este comportamiento evidencia que, si bien la empresa ha logrado mejorar su desempeño respecto a su comportamiento histórico, aún mantiene una proporción importante de abonados en circuitos cuyo desempeño continúa siendo inferior al promedio nacional.

Es importante que la empresa evalúe la conveniencia de orientar las inversiones y las acciones de mantenimiento hacia aquellos circuitos que aún presentan mayores tiempos de interrupción, con el propósito de reducir la brecha existente respecto al desempeño nacional y continuar mejorando la continuidad del servicio, así como las



acciones de administración de red, que, sin necesitar de nuevas inversiones, conlleven a la mejora de la calidad.

Cuadro N° 12
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. Coopesantos, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	48469	58,1%	58,1%	100,0%
2021	49672	42,7%	79,3%	100,0%
2022	50933	16,4%	46,9%	100,0%
2023	51783	47,1%	63,5%	100,0%
2024	53032	0,7%	42,4%	76,3%
2025	54034	30,6%	63,7%	76,5%
Promedio quinquenio 2020-2024		33,0%	58,1%	95,3%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En cuanto al FPI, durante el 2025 el **12,4 %** de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, el **58,9 %** a circuitos por encima del promedio nacional y el **76,5 %** a circuitos que superaron el límite normativo. Lo anterior se puede ver en el cuadro N° 13.

Cuadro N° 13
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. Coopesantos, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	48469	46,3%	58,9%	100,0%
2021	49672	42,0%	42,7%	79,3%
2022	50933	41,7%	63,4%	100,0%
2023	51783	62,9%	87,7%	100,0%
2024	53032	0,7%	42,4%	63,6%
2025	54034	12,4%	58,9%	76,5%
Promedio Quinquenio 2020-2024		38,7%	59,0%	88,6%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

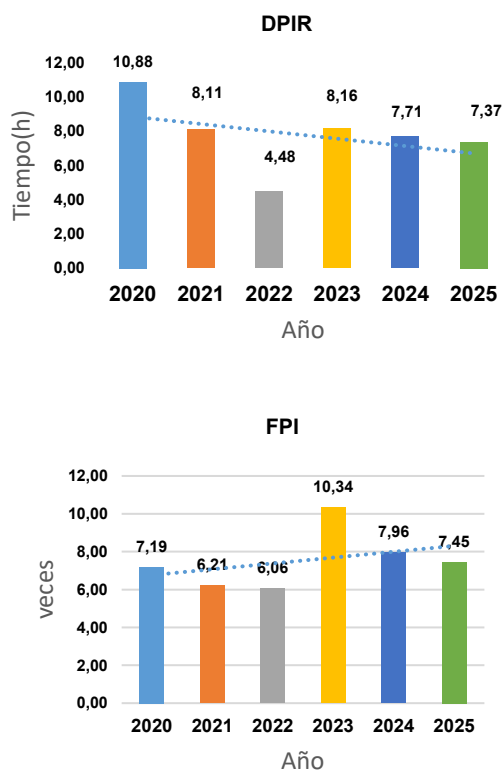
Estos resultados ponen de manifiesto la necesidad de continuar fortaleciendo las acciones orientadas a reducir la frecuencia de las interrupciones en los circuitos con peor desempeño, de forma que las mejoras observadas en los indicadores globales se traduzcan progresivamente en una mayor proporción de abonados atendidos por circuitos que cumplan con los valores de referencia establecidos.



4.7. Coopeguanacaste, R.L.

Durante el período 2020-2025 los indicadores de continuidad presentan un comportamiento variable. Tanto el DPIR como el FPI muestran una mejora importante entre los años 2020 y 2022; sin embargo, durante el 2023 ambos indicadores experimentan un deterioro, para posteriormente registrar una recuperación parcial en los años 2024 y 2025. Tal comportamiento se observa en el gráfico N° 7.

GRÁFICO N° 7
EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, COOPEGUANACASTE. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En lo referente a COOPEGUANACASTE, durante el 2025 el **30,7 %** de los abonados estuvo conectado a circuitos con un DPIR superior al promedio de la



empresa, el **22,3 %** a circuitos por encima del promedio nacional y el **40,7 %** a circuitos que superaron el límite normativo. Lo anterior se puede apreciar en el cuadro N° 14.

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución en el porcentaje de abonados con indicadores superiores al promedio de la empresa y al límite normativo, mientras que el porcentaje de abonados con circuitos por encima del promedio nacional se mantiene prácticamente sin variación.

Cuadro N° 14
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. Coopeguanacaste, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	83046	80,8%	65,6%	99,3%
2021	85894	53,8%	15,4%	89,5%
2022	89655	0,0%	0,0%	8,6%
2023	92440	38,8%	23,6%	70,7%
2024	95732	26,1%	8,8%	63,4%
2025	100573	30,7%	22,3%	40,7%
Promedio quinquenio 2020-2024		39,9%	22,7%	66,3%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Estos resultados muestran una reducción en la proporción de usuarios expuestos a circuitos con mayores tiempos de interrupción, por lo que resulta conveniente continuar fortaleciendo las acciones de operación y mantenimiento orientadas a consolidar las mejoras alcanzadas y reducir progresivamente la cantidad de abonados atendidos por circuitos con indicadores superiores a los valores de referencia.

En el caso del FPI, durante el 2025 el 32,0% de los abonados de la cooperativa estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, el 34,8% a circuitos por encima del promedio nacional y el 47,8% a circuitos que superaron el límite normativo. Lo anterior puede verse con mayor detalle en el cuadro N° 15

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa una disminución en los tres criterios de comparación, lo que evidencia una mejora en la frecuencia promedio de las interrupciones experimentadas por los abonados durante el año analizado.



Cuadro N° 15
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. Coopeguanacaste, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	83046	81,6%	97,2%	99,3%
2021	85894	81,9%	84,0%	84,0%
2022	89655	0,0%	0,0%	11,6%
2023	92440	54,3%	63,9%	76,8%
2024	95732	15,1%	33,2%	50,5%
2025	100573	32,0%	34,8%	47,8%
Promedio Quinquenio 2020-2024		46,6%	55,7%	64,4%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

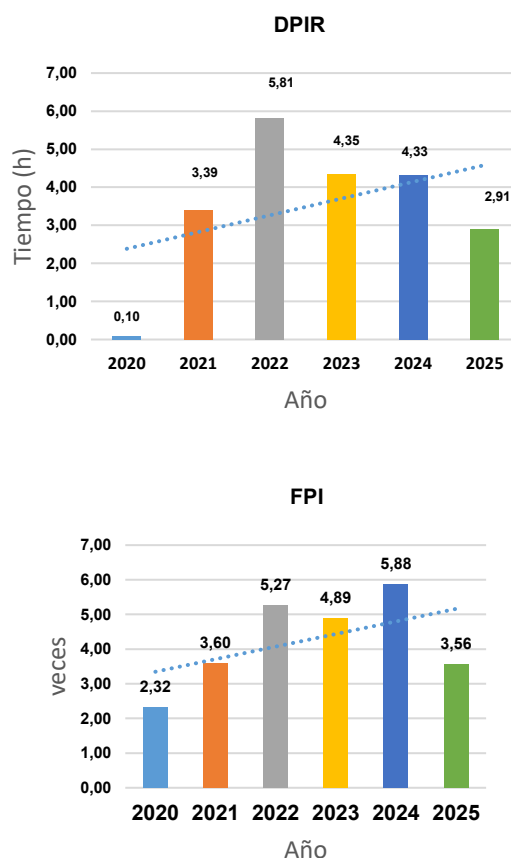
En relación con estos resultados, se observa una reducción en la exposición de los usuarios a circuitos con elevada frecuencia de interrupciones; sin embargo, aún existe una proporción importante de abonados atendidos por circuitos que superan los valores de referencia. En consecuencia, resulta conveniente mantener las acciones de inversión y mantenimiento dirigidas a los circuitos con mayor recurrencia de interrupciones, con el propósito de consolidar la tendencia de mejora observada durante los últimos años.



4.8. Coopealfaroruiz, R.L.

En el caso de Coopealfaroruiz, durante el período 2020-2025 los indicadores de continuidad presentan un comportamiento variable. Tanto el DPIR como el FPI experimentan un deterioro entre los años 2020 y 2022, alcanzando en este último los valores más elevados de la serie. Posteriormente ambos indicadores muestran una tendencia a la mejora, registrándose durante el 2025 los valores más bajos desde el año 2021, lo que evidencia una reducción tanto en la duración como en la frecuencia promedio de las interrupciones experimentadas por los abonados. Lo anterior se observa con detalle en el gráfico 8.

GRÁFICO N° 8 EVOLUCIÓN DPIR Y FPI, COOPEALFARORUIZ. COSTA RICA, 2020-2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.



En cuanto al porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador DPIR superó el promedio de la empresa, el promedio nacional y el límite normativo durante el período 2020-2025. Coopealfarorui, presentó durante el 2025 el 47,6 % de abonados conectados a circuitos con un DPIR superior al promedio de la empresa; no obstante, ningún abonado estuvo asociado a circuitos con un DPIR superior al promedio nacional o al límite normativo.

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, se observa un ligero incremento en el porcentaje de abonados con indicadores superiores al promedio de la empresa, mientras que disminuye hasta cero la proporción de usuarios atendidos por circuitos cuyo DPIR supera el límite normativo. Asimismo, durante todo el período de análisis no se registran abonados asociados a circuitos con un DPIR superior al promedio nacional. El cuadro N° 16 muestra el detalle de estos datos.

Cuadro N° 16
Porcentaje de abonados con DPIR superior a los valores de referencia. Coopealfarorui, 2020-2025.

Año	Abonados	DPIR > Empresa	DPIR > Nacional	DPIR > Límite Normativo
2020	7853	0,0%	0,0%	0,0%
2021	8133	33,2%	0,0%	0,0%
2022	8282	64,7%	0,0%	64,7%
2023	8119	66,0%	0,0%	0,0%
2024	8298	59,2%	0,0%	56,7%
2025	8387	47,6%	0,0%	0,0%
Promedio quinquenio 2020-2024		44,6%	0,0%	24,3%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Estos resultados evidencian que, aunque aún existe una proporción importante de abonados atendidos por circuitos con indicadores superiores al promedio histórico de la empresa, durante el 2025 ningún circuito supera los valores de referencia nacional ni normativo. En consecuencia, resulta conveniente mantener las acciones de operación y mantenimiento que han permitido consolidar este comportamiento favorable en los indicadores de continuidad.

En cuanto al FPI en el cuadro N° 17 se presenta el porcentaje de abonados atendidos por circuitos cuyo indicador durante el 2025 el 47,6 % de los abonados estuvo conectado a circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa, mientras que únicamente el 4,6 % de los abonados estuvo asociado a circuitos con



un FPI superior al promedio nacional y al límite normativo. Tales datos se pueden observar con detalle en dicho cuadro N° 17.

Cuadro N° 17
Porcentaje de abonados con FPI superior a los valores de referencia. Coopealfaroruiz, 2020-2025.

Año	Abonados	FPI > Empresa	FPI > Nacional	FPI > Límite Normativo
2020	7853	0,0%	0,0%	0,0%
2021	8133	0,0%	0,0%	0,0%
2022	8282	64,7%	0,0%	0,0%
2023	8119	41,4%	0,0%	0,0%
2024	8298	59,2%	22,0%	56,7%
2025	8387	47,6%	4,6%	4,6%
Promedio Quinquenio 2020-2024				
	2024	33,1%	4,4%	11,3%

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En comparación con el promedio del quinquenio 2020-2024, aumenta la proporción de abonados atendidos por circuitos con un FPI superior al promedio de la empresa; sin embargo, los porcentajes de abonados asociados a circuitos con indicadores superiores al promedio nacional y al límite normativo disminuyen significativamente respecto al comportamiento histórico. Estos resultados reflejan una mejora en la frecuencia de las interrupciones con relación a los valores nacionales y normativos de referencia, aunque la comparación con el promedio histórico de la propia empresa sugiere que aún existen oportunidades de mejora en algunos circuitos específicos. Dada la escala de operación de la cooperativa, resulta recomendable dar seguimiento a la evolución de estos indicadores para verificar la sostenibilidad de las mejoras observadas durante el 2025.

Además, en este caso, debe considerarse que, debido a la cantidad de abonados y circuitos de distribución atendidos por esta cooperativa, las variaciones en un número reducido de circuitos pueden reflejarse en cambios porcentuales altos entre un año y otro.



5. Evaluación de la calidad de la tensión de suministro eléctrico

La calidad de la tensión constituye uno de los componentes esenciales de la calidad del suministro eléctrico, ya que influye directamente en el desempeño y la vida útil de los equipos conectados a la red. Su evaluación permite identificar desviaciones respecto de los parámetros establecidos en la normativa técnica, así como las principales causas que originan dichas condiciones y las oportunidades de mejora en la operación y mantenimiento de las redes de distribución.

Con este propósito, la Intendencia de Energía analiza la calidad de la tensión mediante tres mecanismos complementarios: el Programa de Intervención de Transformadores ejecutado por las empresas distribuidoras, el Programa de Verificación de la Calidad de la Tensión (UVECASE) y el análisis de las deficiencias de tensión reportadas por los usuarios. En conjunto, estos instrumentos permiten evaluar el cumplimiento normativo, identificar los elementos de la red que requieren acciones correctivas y orientar la supervisión regulatoria hacia los factores de mayor incidencia.

La siguiente infografía presentada en la figura 9, presenta una síntesis de los principales resultados nacionales obtenidos en 2025, destacando el nivel de conformidad de los servicios evaluados, las principales causas de no conformidad detectadas, las características de las intervenciones efectuadas sobre transformadores y la distribución de las deficiencias de tensión reportadas por los usuarios.



FIGURA 9.

RESULTADOS DE LA CALIDAD DE LA TENSIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO. COSTA RICA, 2025



Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

5.1. Programa de intervención de transformadores

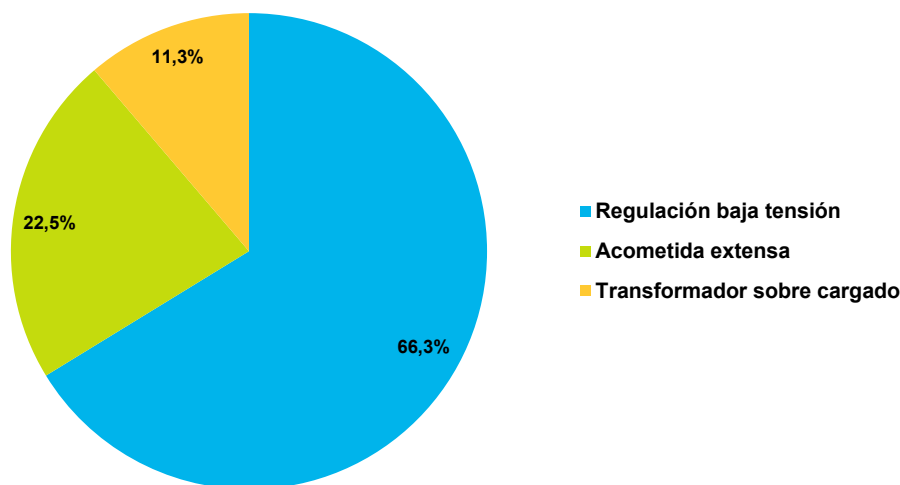
En lo que respecta al programa de intervención de transformadores establecido en el capítulo VI: Programas de medición de la calidad de la tensión, de la norma o reglamento técnico vigente AR-NT-SUCAL, durante el 2025 las empresas eléctricas de distribución intervinieron un total de 1.345 puntos de transformación media/baja tensión para verificar la calidad de la tensión de suministro, lo que se traduce en 3.516 mediciones que beneficiaron a un total de 20.748 usuarios. Del total (3.516) de intervenciones realizadas, únicamente 81 servicios (2,3 %) mostraron niveles de tensión fuera de los parámetros normativos establecidos.

Del análisis de causalidad de dichas deficiencias de tensión, según se desprende del gráfico N° 9, las no conformidades se deben principalmente a: la regulación de la tensión en los transformadores de distribución (66,3 %), acometidas extensas (22,5 %) y sobre carga de transformadores (11,3 %).



GRÁFICO N°9

CAUSAS DE NO CONFORMIDADES DE TENSIÓN SEGÚN EL PROGRAMA DE INTERVENCIÓN DE TRANSFORMADORES. COSTA RICA, 2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

5.2. Programa de evaluación de la tensión: ARESEP-UVECASE

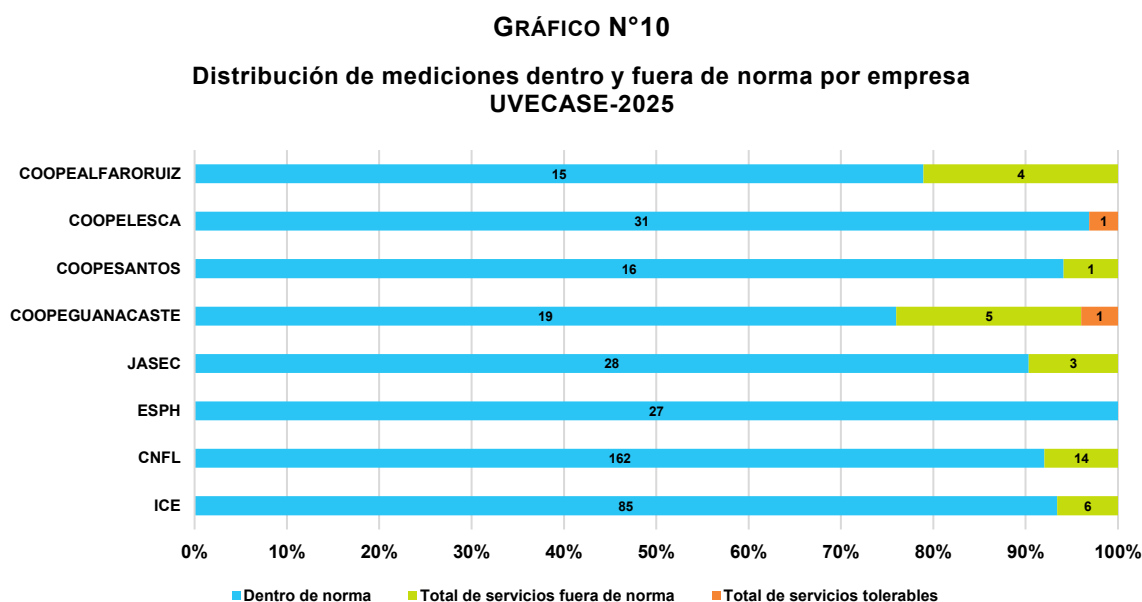
Referente al programa de evaluación de la calidad de la electricidad, realizado por Intendencia de Energía por medio de contrato con Universidad de Costa Rica¹, durante el 2025 se realizaron un total de 418 estudios de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios monofásicos (387) y trifásicos (31) servidos en baja tensión, los cuales fueron debidamente comunicados y notificados, tanto a las empresas como a los usuarios respectivos.

De los servicios sometidos a pruebas de conformidad de la calidad de la tensión, 33 presentaron al menos una no conformidad respecto a la normativa técnica y 2 presentaron condiciones de tensión en los rangos tolerables establecidos en la normativa vigente.

¹ A través de la Unidad de Verificación de la Calidad del Suministro Eléctrico (UVECASE), del Centro de Investigación en Electroquímica y Energía Química (CELEQ), de la Universidad de Costa Rica.



El porcentaje de no conformidades, agrupadas por empresa distribuidora, se muestra en el gráfico N° 10.



Con respecto a las causas de las no conformidades en los casos sometidos a pruebas de conformidad de la calidad de la tensión por la UVECASE, más del 80% de las causas responden a regulación en los ajustes de los transformadores de distribución en sus derivaciones, la segunda causa fue problemas en los conectores (flojo o dañados) seguido por problemas en la conexión del conductor neutro y por último problemas de armónicos de corriente causados por el abonado o usuario del servicio.

5.3. Análisis de causas de deficiencias de tensión reportadas por los usuarios

De acuerdo con los datos suministrados por las empresas distribuidoras, durante el 2025 los usuarios reportaron un total de 6.722 perturbaciones asociadas a deficiencias en la tensión del suministro eléctrico de uno o más servicios eléctricos. Del total de perturbaciones asociadas a deficiencias de tensión, principales causas detectadas fueron:

1. Causas Internas de la red
2. Causas externas a la red

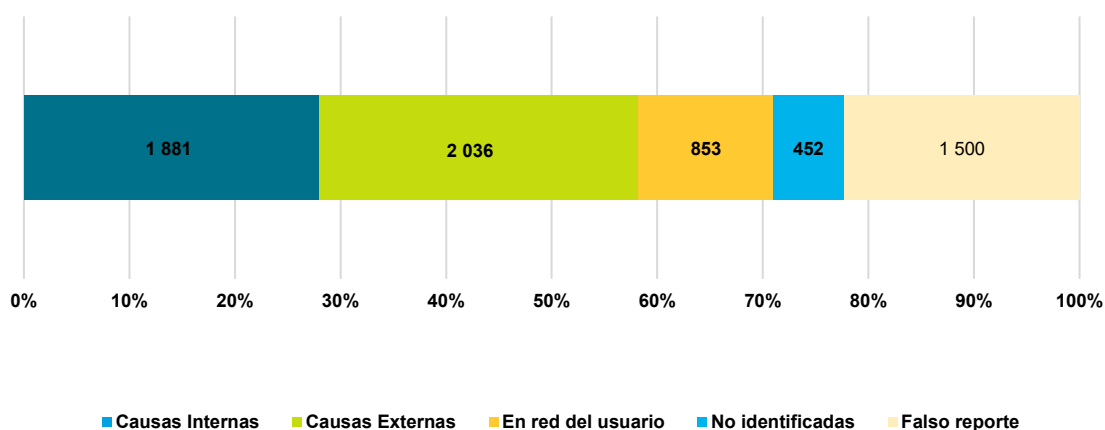


3. Causas de origen no identificado
4. Servicio eléctrico de los usuarios
5. Falsos reportes.

En el gráfico N° 11 se muestra la distribución de los orígenes de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados y usuarios del servicio eléctrico durante el 2025.

GRÁFICO N° 11

CAUSAS DE DEFICIENCIAS DE TENSIÓN REPORTADAS POR LOS USUARIOS. COSTA RICA, 2025



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

El análisis de las 6.722 deficiencias de tensión reportadas por los usuarios durante el 2025 muestra que el 58,4 % se originó por causas internas o externas a la red de distribución, mientras que el 12,7 % correspondió a situaciones asociadas a la red interna del usuario. Adicionalmente, un 6,7 % de los reportes no pudo ser identificado y un 22,3 % correspondió a falsos reportes.

Entre las causas específicas más relevantes destacan los fallos en materiales o equipos, que representaron la principal causa de las deficiencias registradas. En segundo lugar se ubicaron las afectaciones provocadas por la flora, seguidas por los trabajos en edificaciones, las colisiones de vehículos contra la infraestructura eléctrica, la contaminación, la deficiente calidad de materiales o equipos, la incorrecta instalación de materiales o equipos y los trabajos en exteriores y ajenos a la red de distribución.

Estos resultados evidencian que las acciones para mejorar la calidad de la tensión deben orientarse tanto al fortalecimiento del mantenimiento y la renovación de activos de la red eléctrica como a la gestión de factores externos, especialmente aquellos relacionados con la vegetación y las actividades desarrolladas en el entorno de las redes de distribución.



En lo que respecta al tiempo de respuesta de las empresas eléctricas ante las deficiencias de tensión reportadas por los usuarios del servicio público de electricidad, se tiene que durante el 2025, el tiempo promedio de atención fue de 3,50 horas (3 horas y 30 minutos), segregado de la siguiente manera: organización para la atención de la perturbación 2,24 horas (2 horas y 14 minutos), desplazamiento hacia el lugar 0,51 horas (30 minutos), localización de la avería o falla en la red 0,22 horas (13 minutos) y reparación del daño 0,53 horas (32 minutos).

6. Evaluación de la gestión comercial

La atención oportuna de los reportes realizados por los usuarios constituye un componente esencial de la gestión comercial de las empresas distribuidoras, ya que refleja su capacidad para responder de manera eficiente ante interrupciones del servicio y perturbaciones de tensión que afectan la percepción de calidad del suministro eléctrico.

Los indicadores presentados consideran tanto la cantidad promedio mensual de reportes recibidos por cada diez mil abonados como el tiempo promedio requerido para su atención. En conjunto, estos resultados permiten evaluar la capacidad de respuesta de las empresas distribuidoras e identificar oportunidades para fortalecer la gestión operativa y la atención al usuario.

La siguiente infografía en la figura N° 10, resume los principales resultados nacionales obtenidos durante el 2025 en materia de reportes de interrupciones y perturbaciones de tensión, destacando las diferencias observadas entre las empresas distribuidoras tanto en la incidencia de los reportes como en los tiempos de atención.



FIGURA 10
GESTIÓN DE REPORTES POR INTERRUPCIÓN Y PERTURBACIONES. COSTA RICA, 2025



Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

6.1. Atención al usuario.

De manera complementaria a los aspectos asociados a las características técnicas que repercuten en la operación óptima y vida útil de los artefactos eléctricos usados por los usuarios del servicio público de electricidad, la evaluación de la gestión comercial a manera de la atención a los usuarios, adquiere especial relevancia porque en términos de la prestación del servicio, es una dimensión que refiere a las relaciones entre el abonado y la empresa distribuidora, en la atención de situaciones que inciden directamente en la percepción que tienen los abonados en función de la capacidad resolutoria de las empresas eléctricas.

Es de práctica internacional regulatoria, evaluar la calidad de la gestión comercial en función de indicadores asociados al número de gestiones comerciales por cada 10 mil abonados del servicio, relacionadas con reportes de interrupciones, condiciones deficientes de tensión y diferentes quejas como de facturación, y de medición, entre otras.

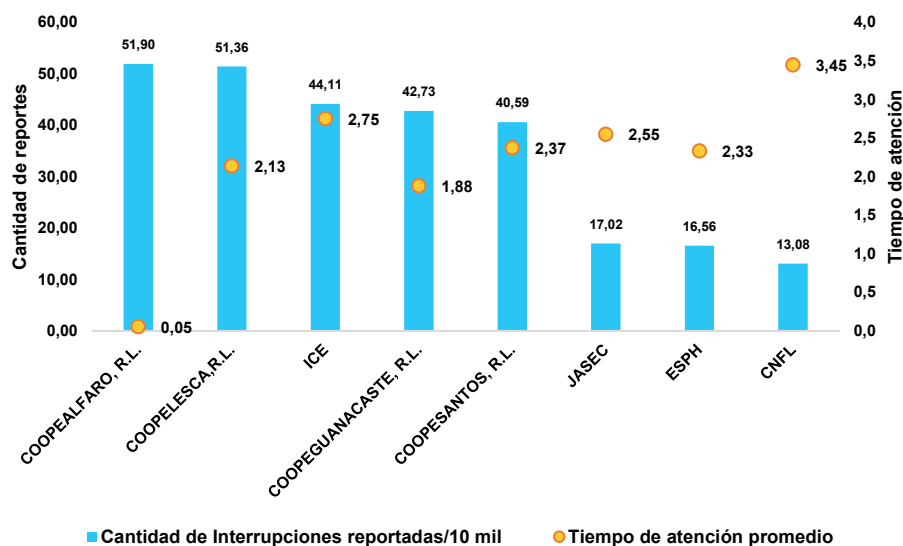


En ese contexto seguidamente se exponen los resultados de la gestión comercial de las empresas eléctricas distribuidoras de acuerdo con los indicadores regulatorios establecidos en la norma o reglamento técnico vigente AR-NT-SUCOM “Supervisión de la gestión comercial en baja y media tensión”.

En el gráfico N° 12 se muestra la cantidad promedio mensual de reportes de interrupción en el servicio eléctrico por cada diez mil abonados (barras azules) y el tiempo promedio de atención de ellas (puntos color naranja).

GRÁFICO N° 12

Gestión de los reportes por interrupción del servicio por cada 10 mil abonados. Costa Rica, 2025



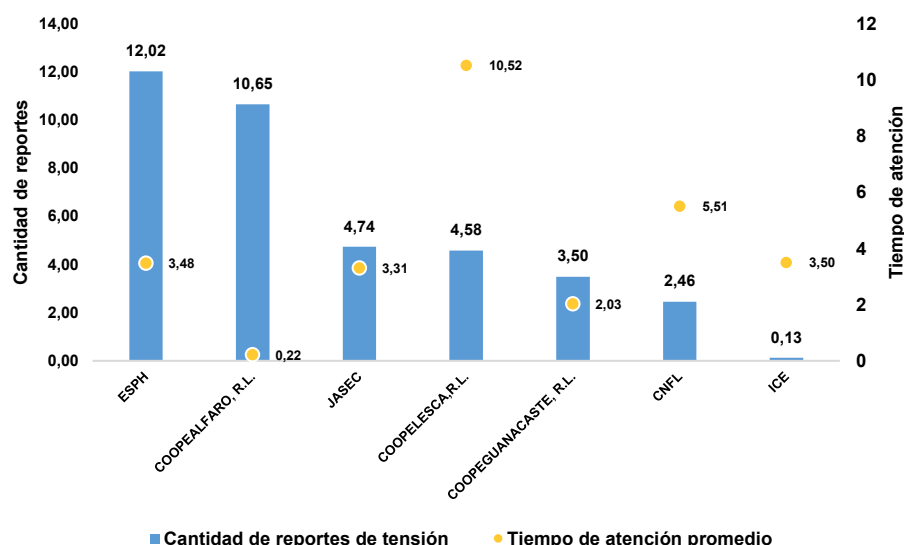
Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Además, la cantidad promedio mensual de reportes de perturbaciones de tensión en el servicio eléctrico por cada diez mil abonados y su tiempo promedio de atención, se muestra en el gráfico N° 13.



GRÁFICO N° 13

Gestión de los reportes por perturbaciones del servicio por cada 10 mil abonados. Costa Rica, 2025



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Los resultados evidencian diferencias importantes entre las empresas distribuidoras tanto en la incidencia de los reportes como en los tiempos promedio de atención. Si bien un mayor número de reportes puede estar asociado a una mayor interacción de los usuarios con la empresa, los tiempos de respuesta constituyen un indicador de la capacidad operativa para atender oportunamente las incidencias. En este sentido, el seguimiento regulatorio de estos indicadores resulta de interés para identificar oportunidades de mejora en los procesos de atención, promover buenas prácticas entre empresas distribuidoras y fortalecer la calidad de la gestión comercial brindada a los abonados.

6.2. Quejas

Las quejas presentadas por los usuarios constituyen un insumo fundamental para evaluar la calidad de la gestión comercial de las empresas distribuidoras, ya que reflejan la experiencia de los abonados en aspectos relacionados con la facturación, la medición, la calidad del servicio y otros procesos de atención comercial.



El análisis de estos indicadores permite identificar las principales causas que motivan las inconformidades de los usuarios, comparar el desempeño relativo de las empresas distribuidoras y valorar la efectividad de los mecanismos de atención y resolución implementados. Asimismo, estos resultados brindan información de utilidad para orientar acciones regulatorias y de mejora continua dirigidas a fortalecer la calidad de la gestión comercial.

La siguiente infografía (figura 11) presenta un resumen nacional de las quejas registradas durante el 2025, destacando su distribución por motivo, las diferencias observadas entre las empresas distribuidoras y el nivel de resolución alcanzado al cierre del período.

FIGURA 11
QUEJAS PRESENTADAS POR LAS PERSONAS USUARIAS A LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS. COSTA RICA, 2025



En términos generales, la mayor cantidad de quejas durante 2025 se debió a la facturación del servicio eléctrico. La empresa distribuidora que mayor cantidad recibió fue JASEC. En cuanto a quejas por medición el ICE fue la que más recibió, Coopeguanacaste recibió la mayor cantidad por calidad de la tensión. Llama la atención las empresas CNFL y Coopeguanacaste, reportan las menores cantidades de estas. COOPESANTOS no reportó la atención de quejas durante el 2025.

En cuanto a la atención y resolución estas, el gráfico al cierre del período, la totalidad empresas distribuidoras habían resuelto el 100 % de las quejas formuladas por sus abonados.

La concentración de las quejas en temas de facturación evidencia la importancia de mantener procesos de medición, lectura y facturación confiables, transparentes y oportunos. Asimismo, el hecho de que la totalidad de las empresas distribuidoras reportara la resolución del 100 % de las quejas constituye un resultado positivo desde la perspectiva regulatoria; sin embargo, el seguimiento debe orientarse no solo a la capacidad de resolución, sino también a la reducción sostenida de la incidencia de reclamos, especialmente en aquellos motivos que presentan mayor recurrencia.

6.3. Medición

Los sistemas de medición constituyen un componente estratégico para la gestión comercial y la supervisión regulatoria del servicio eléctrico, ya que permiten registrar el consumo de energía, mejorar la precisión de la facturación y facilitar la atención de los usuarios. Asimismo, las tecnologías más avanzadas de medición proporcionan información sobre la continuidad y la calidad de la tensión suministrada, fortaleciendo la capacidad de las empresas distribuidoras para la operación de la red y la toma de decisiones.

La evolución tecnológica del parque nacional de medidores representa un elemento clave para la modernización del servicio eléctrico, al incorporar funcionalidades como la lectura remota, la gestión avanzada de la medición y el registro de parámetros asociados a la calidad del suministro. Estas capacidades contribuyen a mejorar la eficiencia operativa de las empresas distribuidoras y amplían las herramientas disponibles para la supervisión regulatoria.

La siguiente infografía (figura N° 12) resume el estado del parque nacional de medidores durante el 2025, destacando su grado de modernización, las diferencias observadas entre las empresas distribuidoras y las principales capacidades disponibles para el registro de interrupciones y de la calidad de la tensión.



FIGURA 12
ESTADO DEL PARQUE NACIONAL DE MEDIDORES. COSTA RICA, 2025



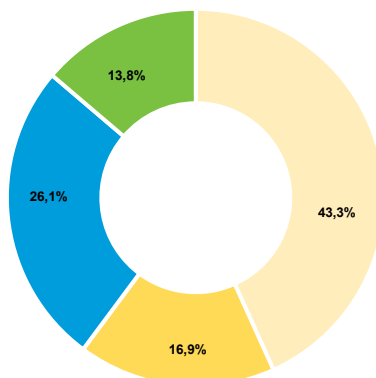
La diferencia entre total de abonados se da por diferencias en fechas de corte de los datos para este informe.
Las infografías se encuentran disponibles en alta resolución en el Anexo F.

La composición del parque nacional de medidores, de manera específica, se muestra en el gráfico N° 14. El gráfico presenta la clasificación de los medidores según la tecnología empleada. Dentro de esta clasificación se encuentran los Sistemas de Medición Inteligente (SMI), los cuales, para efectos prácticos del presente informe, se agrupan bajo la categoría de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés).



GRÁFICO N° 14

**Composición del Parque Nacional de Medidores por tecnología.
2025**



- SMI: Electrónico. Lectura y desconexión remota.
- AMR: Electrónico. Sin desconexión remota.
- Electrónico: Lectura en sitio.
- Ferraris: Electromecánico

Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

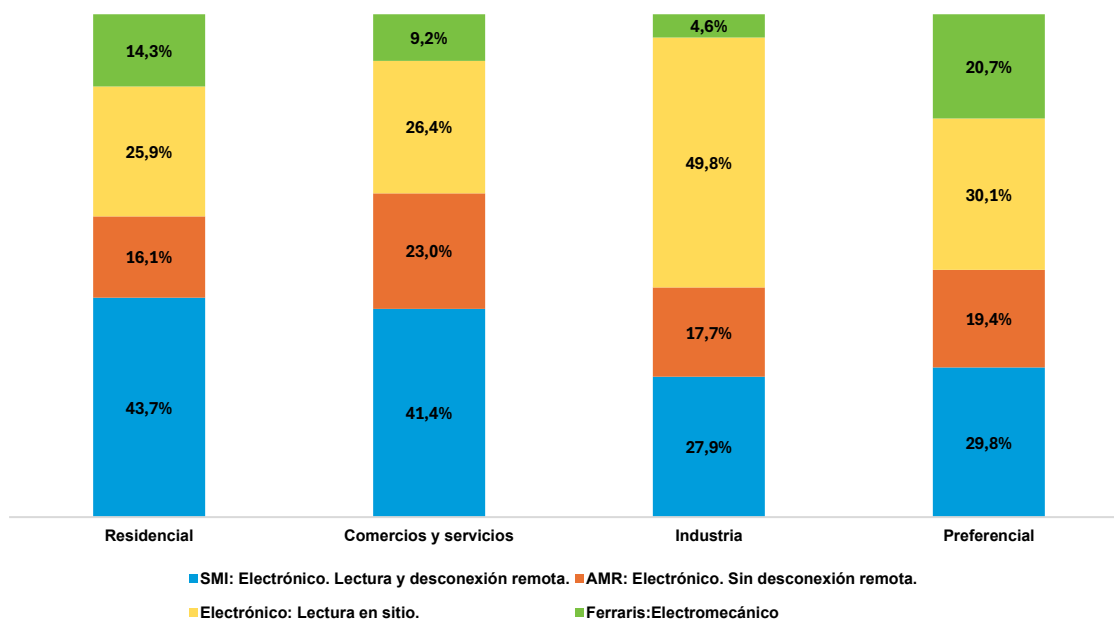
A diciembre del 2025 el parque de medidores del sistema de medición y registro de energía nacional está constituido por 2 062 881 unidades, distribuidos en función de su tecnología de funcionamiento; a pesar de que las empresas iniciaron hace unos años con la modernización de los sistemas de medición, a diciembre de 2025 aún un 39,8 % del parque de medidores son de una tecnología relativamente obsoleta (electromecánicos y electrónicos de lectura en sitio), mientras que el restante 60,2 % es de tecnología más actual. De los medidores de tecnología obsoleta un 13,8 % son electromecánicos y un 26,1 % son electrónicos de lectura en sitio, con respecto a la totalidad del parque de medidores nacional.

En lo que respecta a los medidores de tecnología más actual, se tiene que, con respecto al parque de medidores nacional, un 16,9 % son medidores de lectura automática (AMR), pero sin desconexión remota y un 43,3% medidores compatibles con una infraestructura de medición avanzada (AMI), con lectura y desconexión remota.

En cuanto al uso por sector de consumo, el gráfico N° 15, resume la composición del parque de medidores.



GRÁFICO N°15
COMPOSICIÓN DEL PARQUE NACIONAL DE MEDIDORES POR SECTOR Y TECNOLOGÍA
2025



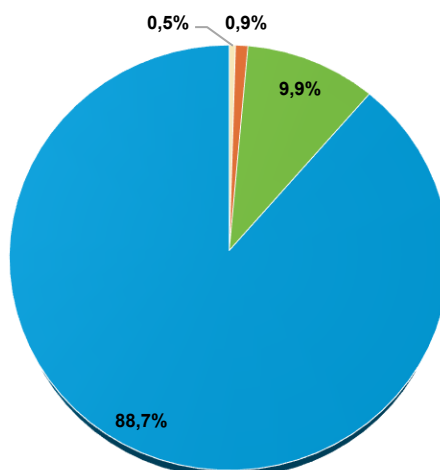
Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En cuanto al parque de medidores con capacidad para registrar interrupciones de servicio, el gráfico N°16 muestra que el 88,7 % del parque nacional de medidores no registra interrupciones del servicio eléctrico. En contraste, el 11,3 % restante cuenta con alguna funcionalidad para este fin, destacándose un 9,9 % que registra tanto la frecuencia como la duración de cada interrupción entre períodos de lectura. Los medidores que registran la cantidad y duración total de las interrupciones representan el 0,9 %, mientras que aquellos que únicamente registran la cantidad de interrupciones corresponden al 0,5 %. Estos resultados evidencian una limitada penetración de tecnologías avanzadas para el monitoreo de la continuidad del suministro.



GRÁFICO N° 16
COMPOSICIÓN DEL PARQUE NACIONAL DE MEDIDORES CON REGISTRO DE INTERRUPCIONES
2025

Composición del Parque Nacional de Medidores con Registro de Interrupciones
2025



- Solo cantidad (frecuencia) de interrupciones entre periodos de lectura.
- Cantidad (Frecuencia) y duración total de interrupciones entre periodos de lectura.
- Cantidad (frecuencia) y duración de cada interrupción entre periodos de lectura.
- No registra interrupciones.

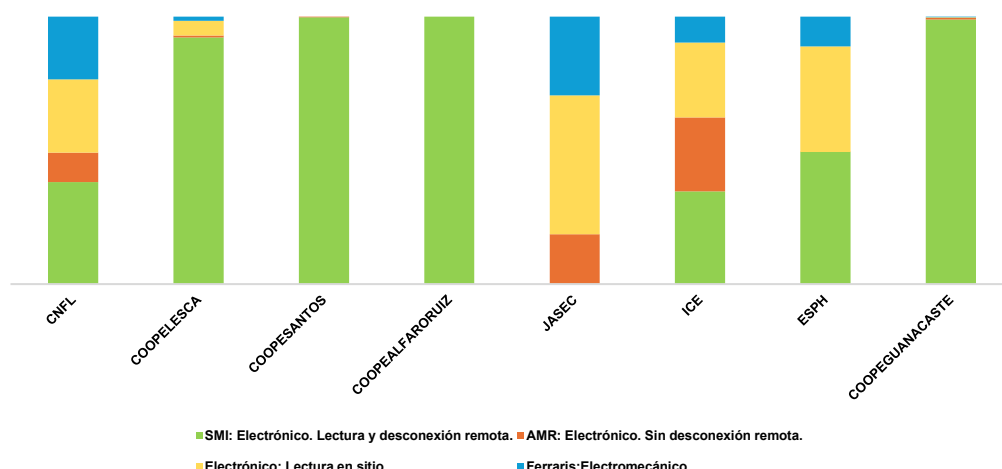
Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En el gráfico N° 17 se muestra la distribución porcentual de las tecnologías de medición del parque de medidores nacionales por empresa, en el que se destaca que las cooperativas de electrificación rural son las empresas que llevan la vanguardia en el uso de tecnología moderna de medición; COOPEALFARORUIZ es la única empresa que cuenta con el 100% de medidores de tecnología de vanguardia; le siguen COOPESANTOS con 99,8%, COOPEGUANACASTE con 98,9% y finalmente COOPELESCA con 92,3%.

En cuanto a las empresas municipales, lidera la ESPH, con un 49,4% seguido por JASEC con apenas un 0,1% de medidores de tecnología moderna.



Gráfico N° 17
Distribución porcentual de tecnología de medición por empresa
Diciembre-2025



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En lo que respecta a las empresas públicas, la CNFL, tiene un 38,2% de sus sistemas de medición de tecnología moderna, mientras que el ICE posee un 34,7% de sus equipos de esa tecnología.

Hay que destacar también que la CNFL y la JASEC son las empresas con mayor porcentaje de medidores obsoletos de funcionamiento electromecánico; 23,4% y 29,5%, respectivamente.

Los resultados muestran un avance importante en la modernización del parque nacional de medidores, impulsado principalmente por las empresas cooperativas de electrificación rural. No obstante, persisten diferencias significativas entre empresas distribuidoras en el nivel de adopción de tecnologías modernas y en las capacidades de registro de parámetros asociados a la continuidad y la calidad de la tensión. Desde la perspectiva regulatoria, esta información constituye un insumo relevante para promover la modernización gradual de los sistemas de medición, fortalecer la supervisión de la calidad del servicio y ampliar las capacidades de monitoreo disponibles para las empresas distribuidoras y para este Ente Regulador.

En conjunto, los resultados del presente capítulo evidencian que la calidad de la gestión comercial no depende únicamente de la atención oportuna de los usuarios, sino también de la capacidad de las empresas distribuidoras para prevenir incidencias mediante procesos comerciales eficientes y sistemas de medición



modernos. En este contexto, el fortalecimiento de la infraestructura de medición, la reducción de las causas recurrentes de quejas y la mejora continua en los tiempos de atención constituyen elementos complementarios para elevar la percepción de calidad del servicio eléctrico y fortalecer la supervisión regulatoria.



7. Conclusiones.

- Durante el 2025 los usuarios del servicio eléctrico experimentaron en promedio 6,29 interrupciones en el suministro del servicio eléctrico, con una duración superior a los cinco minutos, un valor menor al del 2024 que fue de 7,63.
- El tiempo promedio de interrupción experimentado por abonado fue de 8,11 horas (8 horas y 6 minutos), considerando las interrupciones con duración superior a los cinco minutos, valor inferior al de 2024 que fue de 9,92 horas (9 horas y 55 minutos).
- La mayor cantidad de interrupciones que percibieron los usuarios fueron la momentáneas que tienen una duración menor a un minuto (57,3%), seguidas por las temporales que duran entre un minuto y cinco minutos (23,1%) y por último las prolongadas que son mayores a cinco minutos (19,6%).
- Durante los años 2013-2025, ambos inclusive, el indicador de frecuencia promedio de interrupciones por abonado (FPI) ha presentado variabilidad, pero tendiendo a un valor promedio de 8,14 y siendo el valor del 2025 el menor del periodo. Por su parte el indicador Tiempo Promedio de Interrupción por abonado (DPIR) ha mostrado en ese periodo una tendencia a incrementarse.
- Como es típico en nuestro país por contar con una red eléctrica aérea, las causas externas fueron las que mayormente dieron origen a las interrupciones en el suministro eléctrico: flora (36,5%), fauna (16,1%) y tormenta eléctrica (14,1%). Otras causas significativas fueron: fallo en materiales y equipos (9,0%), viento (5,2%) y colisión de vehículos con la red (4,2 %).



8. Reflexiones finales.

- A diciembre de 2025, un 43,3% del parque de medidores nacional es compatible con una infraestructura de medición avanzada (AMI), con lectura y desconexión remota.
- Las cooperativas de electrificación llevan el liderazgo en lo que respecta a la infraestructura de medición avanzada (AMI), con lectura y desconexión remota.
- Es necesario que las empresas aceleren el proceso de modernización del parque de medidores con la adquisición de medidores inteligentes ajustados a los requisitos de calidad como base para el establecimiento futuro de redes inteligentes.
- Todas las empresas distribuidoras presentaron un incremento, con respecto a su promedio ponderado quinquenal 2020-2024 en al menos una de sus tasas de eventos por kilómetro de red analizadas, que inciden en la calidad del suministro eléctrico que brindan, por lo que es necesario que tomen las medidas necesarias para mejorarlas.
- Durante el 2025 se observó una mejora en los indicadores nacionales de continuidad del servicio eléctrico. Tanto la frecuencia promedio de interrupciones por abonado (FPI) como la duración promedio de interrupción por abonado (DPIR) registraron una reducción respecto al año anterior, alcanzando el menor valor de la serie histórica para el FPI y una disminución significativa del DPIR. Asimismo, se registró una reducción en la cantidad de eventos que provocaron interrupciones del servicio, lo que evidencia un desempeño nacional favorable en materia de continuidad.
- El análisis de las tasas de ocurrencia por kilómetro de red evidenció diferencias importantes entre las empresas distribuidoras en cuanto a las causas que originan las interrupciones del servicio. Mientras algunas empresas mantienen como principal desafío los eventos asociados a la vegetación, otras presentan mayor incidencia de fauna, viento, tormentas



eléctricas, colisiones de vehículos o fallas en materiales y equipos. Estos resultados confirman la necesidad de que las estrategias de mantenimiento y gestión de riesgos respondan a las características propias de cada zona de concesión.

- El análisis individual por empresa permitió identificar una mejora generalizada en los indicadores de continuidad durante el 2025; sin embargo, también evidenció diferencias importantes en la magnitud de dicha mejora y en la proporción de abonados que continúan experimentando niveles de continuidad superiores a los valores de referencia. Lo anterior reafirma la importancia de mantener un seguimiento regulatorio diferenciado, orientado a la mejora continua y basado en el desempeño de cada empresa distribuidora.
- En materia de calidad de la tensión, los resultados obtenidos muestran que la gran mayoría de los servicios evaluados mediante el programa UVECASE se mantuvieron conformes con los parámetros establecidos en la normativa vigente. No obstante, las principales causas de no conformidad continúan asociadas a problemas de regulación de tensión, acometidas extensas y conectores fijos dañados, aspectos que representan oportunidades de mejora tanto en las labores de mantenimiento como en la operación de las redes de distribución.
- El análisis de las deficiencias de tensión reportadas por los usuarios evidencia que una parte importante de las situaciones tiene su origen en causas internas de las empresas distribuidoras o en factores externos asociados a la red eléctrica, mientras que una proporción relevante corresponde a falsos reportes o condiciones propias de las instalaciones de los usuarios. Estos resultados resaltan la importancia de fortalecer los procesos de diagnóstico y atención de reportes, con el fin de orientar de manera más eficiente las acciones correctivas.
- En cuanto a la gestión comercial, las empresas distribuidoras mantienen, en términos generales, tiempos de atención oportunos para los reportes de interrupciones y perturbaciones de tensión, así como altos niveles de resolución de las quejas presentadas por los abonados. No obstante, persisten diferencias entre empresas en la incidencia de reportes y



reclamos, particularmente en temas asociados con la facturación y la calidad de la tensión, aspectos que continúan siendo de interés para el seguimiento regulatorio.

- El parque nacional de medición continúa avanzando hacia tecnologías de medición inteligente, impulsado principalmente por las empresas cooperativas de electrificación rural. Sin embargo, aún existen diferencias importantes entre empresas distribuidoras en cuanto al grado de modernización de sus sistemas de medición y a las capacidades disponibles para el registro de parámetros asociados a la continuidad y la calidad de la tensión, lo cual representa un reto para la evolución tecnológica del sector.
- En términos generales, los resultados del presente informe evidencian una evolución favorable de la calidad del suministro eléctrico durante el 2025, particularmente en materia de continuidad del servicio. No obstante, también muestran que persisten diferencias entre empresas distribuidoras y entre zonas de concesión, asociadas a condiciones geográficas, ambientales, tecnológicas y operativas, por lo que la regulación debe continuar promoviendo un enfoque basado en evidencia, mejora continua y supervisión técnica, que permita consolidar los avances alcanzados y orientar las acciones regulatorias hacia aquellos aspectos que presentan mayores oportunidades de mejora.



ANEXO A.

**Circuitos en 2025 con frecuencia promedio de interrupción por abonado superior a la media ponderada del quinquenio 2020-2024.
(8,25 veces)**

EMPRESA	CIRCUITO	NOMBRE CIRCUITO	ABONADOS DEL CIRCUITO	FPI	% DE ABONADOS DE LA EMPRESA
ICE	264	PALMAR-PUERTO JIMENEZ	2935	23,76	0,4%
ICE	282	RIO CLARO-CHACARITA	1821	19,41	0,2%
ICE	305	SANTA RITA-NOSARA	6733	19,08	0,9%
ICE	299	SAN ISIDRO-QUEPOS	14734	18,55	1,9%
CNFL	86	LINDORA-BRASIL	739	16,92	0,1%
CNFL	411	ESCAZÚ-PIEDES	7349	16,29	1,2%
ICE	285	RIO CLARO-GOLFITO	8403	16,23	1,1%
ICE	263	PALMAR-CORTES	6160	16,20	0,8%
ICE	273	PARRITA-SAVEGRE	11185	15,46	1,4%
CNFL	16	BARVA-CIPRESAL	3831	15,46	0,6%
ICE	274	PARRITA-QUEPOS	10228	15,43	1,3%
ICE	341	COBANO - URBANO	4162	15,26	0,5%
CNFL	46	DESAMPARADOS-RIO AZUL	11237	15,24	1,8%
ICE	342	COBANO - POCHOTE	4017	14,80	0,5%
CNFL	44	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	11498	14,68	1,8%
COOPEGUANACASTE	218	GUAYABAL-MARBELLA	5787	14,39	5,8%
ICE	284	RIO CLARO-COTOS	3686	14,39	0,5%
ICE	271	PARRITA-JACO	3358	14,28	0,4%
ESPH	85	LAS FLORES	14336	13,86	14,7%
ICE	183	CAÑAS-LA IRMA	3123	13,75	0,4%
ICE	221	JUANILAMA-HERRADURA	4025	13,59	0,5%
JASEC	212	GUAYABAL	4665	13,57	4,2%
CNFL	11	ANONOS-INDUSTRIAL	3167	13,38	0,5%
COOPEGUANACASTE	414	PINILLA-HERNANDEZ	1974	13,25	2,0%
COOPEGUANACASTE	216	GUAYABAL-SANTA BARBARA	6177	13,03	6,1%
CNFL	23	BRASIL-REFORMA	5601	12,87	0,9%
CNFL	41	CURRIDABAT-CENTRAL	4007	12,85	0,6%
ICE	287	RIO CLARO-TECNOLOGICO	11139	12,83	1,4%
CNFL	98	PORROSATI-SANTA BARBARA	17917	12,82	2,9%
ICE	303	SANTA RITA-COBANO	3070	12,79	0,4%
ICE	347	GARABITO-SUBASTA	6265	12,59	0,8%
CNFL	21	BRASIL-CIUDAD COLON	9080	12,16	1,5%
COOPESANTOS	154	SAN GERARDO-PROVIDENCIA	357	11,81	0,7%
CNFL	35	COLIMA-GUADALUPE 1	3684	11,56	0,6%
COOPEGUANACASTE	259	NUEVO COLON-PLAYA MATAPALO	218	11,35	0,2%
CNFL	146	SUR-SAN CAYETANO	5097	11,32	0,8%
COOPESANTOS	83	MORA	6368	11,19	11,8%
ICE	356	PALMAR-PALMAR NORTE	2176	11,18	0,3%



EMPRESA	CIRCUITO	NOMBRE CIRCUITO	ABONADOS DEL CIRCUITO	FPI	% DE ABONADOS DE LA EMPRESA
JASEC	203	FATIMA	7409	11,13	6,7%
COOPEGUANACASTE	415	PINILLA-TAMARINDO	9666	10,77	9,6%
CNFL	111	SABANILLA-SAN RAFAEL	15403	10,63	2,5%
COOPESANTOS	77	RIO CONEJO (9)	8943	10,50	16,6%
COOPEGUANACASTE	304	SANTA RITA-HOJANCHA	8322	10,39	8,3%
CNFL	62	ESTE-SAN DIEGO	15553	10,36	2,5%
CNFL	324	CORONADO-CASCAJAL	9948	10,35	1,6%
COOPESANTOS	78	ACOSANTA (2)	16183	10,34	29,9%
CNFL	106	SABANILLA-LOURDES	6493	10,34	1,0%
CNFL	67	GUADALUPE-CENTRAL	3501	10,22	0,6%
CNFL	19	BELEN-SAN JUAN	810	10,21	0,1%
ICE	266	PAPAGAYO-ENLACE LIBERIA	298,25	10,17	0,0%
CNFL	51	ELECTRIONA-POTRERILLOS	6829	10,10	1,1%
CNFL	58	ESCAZU-SANTA ANA SUR	5694	10,09	0,9%
ICE	298	SAN ISIDRO-PEJIBAYE	13600	10,07	1,7%
CNFL	27	CAJA-INA	4906	10,01	0,8%
ICE	249	NARANJO-ALTO CASTRO	7799	10,01	1,0%
CNFL	50	ELECTRIONA-MONTANA	855	10,00	0,1%
CNFL	109	SABANILLA-SAN MARINO	14269	9,81	2,3%
CNFL	151	URUCA-BARRIO MEXICO	3603	9,75	0,6%
ICE	181	CAÑAS-BEBEDERO	4647	9,67	0,6%
ICE	343	COBANO - LA ESPERANZA	1279	9,48	0,2%
ICE	182	CAÑAS-GUAYABO	2755	9,24	0,3%
COOPELESCA	92	MONTERREY	2921	9,21	2,4%
CNFL	54	ESCAZU-JABONCILLOS	11534	9,17	1,8%
ICE	164	ARENAL-SANGREGADO	4364	9,12	0,6%
CNFL	47	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO	11701	9,10	1,9%
ICE	272	PARRITA-MANUEL ANTONIO	3105	9,04	0,4%
CNFL	22	BRASIL-FORUM	476	9,04	0,1%
CNFL	105	SABANILLA-IPIS	6696	8,72	1,1%
ICE	346	GARABITO-LA IRMA	5603	8,72	0,7%
CNFL	71	HEREDIA-BARREAL	10844	8,68	1,7%
COOPEGUANACASTE	215	GUAYABAL-LAGUNILLA	2833	8,68	2,8%
CNFL	153	URUCA-VIRILLA	2511	8,67	0,4%
CNFL	405	HIGUITO-PATARRÁ	9967	8,44	1,6%
COOPELESCA	425	SAN JORGE	2447	8,38	2,0%
ICE	295	SAN ISIDRO-BUENA VISTA	12431	8,30	1,6%
ESPH	279	QUEBRADAS	12755	8,28	13,1%
ICE	234	LIBERIA-URBANO	6005	8,28	0,8%



ANEXO B.

**Circuitos en 2025 con tiempo promedio de interrupción por abonado superior a la media ponderada del quinquenio 2020-2024.
(9,54: 9 horas 32 minutos)**

EMPRESA	CIRCUITO	NOMBRE CIRCUITO	ABONADOS DEL CIRCUITO	DPIR	% DE ABONADOS DE LA EMPRESA
ICE	305	SANTA RITA-NOSARA	6733	48,62	0,8%
ICE	341	COBANO - URBANO	4162	45,35	0,5%
ICE	365	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	7778	43,96	0,9%
ICE	357	PALMAR-PALMAR SUR	6242	43,45	0,7%
ICE	342	COBANO - POCHOTE	4017	42,83	0,5%
ICE	303	SANTA RITA-COBANO	3070	38,34	0,3%
ICE	183	CAÑAS-LA IRMA	3123	34,46	0,4%
ICE	266	PAPAGAYO-ENLACE LIBERIA	298	33,77	0,0%
ICE	285	RIO CLARO-GOLFITO	8403	31,19	0,9%
ICE	343	COBANO - LA ESPERANZA	1279	29,75	0,1%
ICE	274	PARRITA-QUEPOS	10228	29,34	1,2%
CNFL	16	BARVA-CIPRESAL	3831	27,86	0,6%
ICE	282	RIO CLARO-CHACARITA	1821	27,83	0,2%
ICE	264	PALMAR-PUERTO JIMENEZ	2935	27,34	0,3%
ICE	284	RIO CLARO-COTOS	3686	22,51	0,4%
ICE	263	PALMAR-CORTES	6160	22,24	0,7%
COOPELESCA	431	COOPEVEGA	1787	21,87	1,5%
ICE	375	SANTA RITA-ISLA CHIRA	964	21,42	0,1%
COOPEGUANACASTE	218	GUAYABAL-MARBELLA	5787	21,06	5,8%
ICE	234	LIBERIA-URBANO	6005	20,50	0,7%
ICE	299	SAN ISIDRO-QUEPOS	14734	20,20	1,7%
ICE	242	MIRAVALLS-DEL ORO	7199	19,89	0,8%
ICE	273	PARRITA-SAVEGRE	11185	19,19	1,3%
ICE	164	ARENAL-SANGREGADO	4364	18,56	0,5%
ICE	345	COCO-TECNOLOGOS	65	18,49	0,0%
CNFL	145	SUR-DESAMPARADOS	3204	18,06	0,5%
CNFL	86	LINDORA-BRASIL	739	17,65	0,1%
ESPH	294	SAN ISIDRO	4684	17,50	4,8%
COOPEGUANACASTE	259	NUEVO COLON-PLAYA MATAPALO	218	17,49	0,2%
COOPESANTOS	154	SAN GERARDO-PROVIDENCIA	357	16,36	0,7%
JASEC	186	CARTAGO	12028	16,29	10,8%
ICE	271	PARRITA-JACO	3358	16,02	0,4%
ICE	227	LEESVILLE-PIÑERAS	8501	15,68	1,0%
ICE	371	JACO HERMOSA	769	15,67	0,1%
COOPELESCA	84	LA TABLA	4510	15,64	3,7%
ICE	221	JUANILAMA-HERRADURA	4025	15,52	0,5%
ICE	249	NARANJO-ALTO CASTRO	7799	15,09	0,9%
CNFL	19	BELEN-SAN JUAN	810	14,99	0,1%
ICE	323	TURRIALBA-VOLCAN	4894	14,93	0,6%
CNFL	11	ANONOS-INDUSTRIAL	3167	14,54	0,5%
ICE	368	JACO NEXUS	2750	14,43	0,3%
ICE	182	CAÑAS-GUAYABO	2755	14,30	0,3%
CNFL	146	SUR-SAN CAYETANO	5097	14,13	0,8%
ICE	317	TORO-LAGUNA	91	14,05	0,0%
ICE	252	NARANJO-LLANO BONITO	6960	13,96	0,8%
JASEC	187	CERRILLOS	16516	13,80	14,9%
ICE	179	CAHUITA-BRIBRI	11723	13,70	1,3%



EMPRESA	CIRCUITO	NOMBRE CIRCUITO	ABONADOS DEL CIRCUITO	DPIR	% DE ABONADOS DE LA EMPRESA
ICE	356	PALMAR-PALMAR NORTE	2176	13,61	0,2%
CNFL	44	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	11498	13,55	1,8%
COOPELESCA	118	SANTA ROSA	5495	13,34	4,5%
ICE	354	PAILAS-CURUBANDE	4141	13,28	0,5%
COOPELESCA	429	LOS ÁNGELES	10205	13,24	8,3%
ICE	243	MIRAVALLS-GUATUSO	12581	13,16	1,4%
COOPESANTOS	78	ACOSANTA (2)	16183	12,98	29,9%
COOPELESCA	156	VERACRUZ	1975	12,94	1,6%
CNFL	58	ESCAZU-SANTA ANA SUR	5694	12,93	0,9%
CNFL	71	HEREDIA-BARREAL	10844	12,90	1,7%
ICE	403	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES NUEVO	14278	12,36	1,6%
ICE	360	POAS-LOS LLANOS	231	12,14	0,0%
ICE	295	SAN ISIDRO-BUENA VISTA	12431	12,09	1,4%
ICE	298	SAN ISIDRO-PEJIBAYE	13600	12,01	1,5%
COOPESANTOS	83	MORA	6368	11,8	11,8%
CNFL	87	LINDORA-GUACIMA	11998	11,75	1,9%
ICE	181	CAÑAS-BEBEDERO	4647	11,74	0,5%
CNFL	111	SABANILLA-SAN RAFAEL	15403	11,65	2,5%
ICE	369	JACO ESTEROS	7848	11,62	0,9%
ICE	316	TORO - LOS ANGELES	329	11,56	0,0%
CNFL	8	ANONOS-AYALA	7400	11,37	1,2%
ICE	351	MIRAVALLS-LOS CHILES	18740	11,13	2,1%
ICE	180	CAHUITA-COSTANERA	7065	11,04	0,8%
CNFL	324	CORONADO-CASCAJAL	9948	10,96	1,6%
ICE	208	GARITA-PALMARES	11845	10,96	1,3%
COOPELESCA	422	SAN JOSECITO	594	10,94	0,5%
ICE	353	NARANJO-LA ARGENTINA	882	10,90	0,1%
COOPEGUANACASTE	216	GUAYABAL-SANTA BARBARA	6177	10,82	6,1%
ICE	265	PAPAGAYO-CABUYAL	696	10,78	0,1%
CNFL	41	CURRIDABAT-CENTRAL	4007	10,75	0,6%
CNFL	27	CAJA-INA	4906	10,73	0,8%
ICE	272	PARRITA-MANUEL ANTONIO	3105	10,72	0,4%
COOPEGUANACASTE	414	PINILLA-HERNANDEZ	1974	10,68	2,0%
CNFL	411	ESCAZÚ-PIEDES	7349	10,41	1,2%
ICE	346	GARABITO-LA IRMA	5603	10,41	0,6%
COOPESANTOS	77	RIO CONEJO (9)	8943	10,36	16,6%
COOPELESCA	428	SANTA CLARA	2995	10,35	2,4%
CNFL	98	PORROSATI-SANTA BARBARA	17917	10,28	2,9%
COOPELESCA	425	SAN JORGE	2447	10,27	2,0%
ICE	347	GARABITO-SUBASTA	6265	10,24	0,7%
CNFL	405	HIGUITO-PATARRÁ	9967	10,21	1,6%
COOPELESCA	92	MONTERREY	2921	10,18	2,4%
COOPESANTOS	159	LA PAZ	2553	10,04	4,7%
ICE	254	NARANJO-ROSARIO	3088	10,03	0,3%
COOPEGUANACASTE	304	SANTA RITA-HOJANCHA	8322	9,98	8,3%
ICE	204	GARITA-ATENAS	1518	9,83	0,2%
ICE	248	MOIN-SIXAOLA	4465	9,78	0,5%
ICE	355	PALMAR-INTERAMERICANA	207	9,73	0,0%
ICE	349	JUANILAMA-OROTINA	10982	9,68	1,2%



ANEXO C

Listado de los circuitos en 2025 con cantidad mayor a 25 interrupciones por flora

ID	Nombre	Empresa	TOTAL
299	SAN ISIDRO-QUEPOS	ICE	1005
274	PARRITA-QUEPOS	ICE	487
263	PALMAR-CORTES	ICE	393
273	PARRITA-SAVEGRE	ICE	356
179	CAHUITA-BRIBRI	ICE	330
357	PALMAR-PALMAR SUR	ICE	310
228	LEESVILLE-RIO FRIO	ICE	277
295	SAN ISIDRO-BUENA VISTA	ICE	251
298	SAN ISIDRO-PEJIBAYE	ICE	235
369	JACO ESTEROS	ICE	231
403	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES NUEVO	ICE	215
218	GUAYABAL-MARBELLA	COOPEGUANACASTE	214
351	MIRAVALLS-LOS CHILES	ICE	210
234	LIBERIA-URBANO	ICE	190
180	CAHUITA-COSTANERA	ICE	179
242	MIRAVALLS-DEL ORO	ICE	178
285	RIO CLARO-GOLFITO	ICE	178
243	MIRAVALLS-GUATUSO	ICE	172
223	LEESVILLE-CARIARI	ICE	170
305	SANTA RITA-NOSARA	ICE	165
287	RIO CLARO-TECNOLOGICO	ICE	160
310	TRAPICHE - ZENT	ICE	160
224	LEESVILLE-GUACIMO	ICE	159
429	LOS ÁNGELES	COOPELESCA	156
341	COBANO - URBANO	ICE	155
368	JACO NEXUS	ICE	141
342	COBANO - POCHOTE	ICE	139
365	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	ICE	139
113	SAN ISIDRO	COOPELESCA	135
227	LEESVILLE-PIÑERAS	ICE	135
324	CORONADO-CASCAJAL	CNFL	134
283	RIO CLARO-CIUDAD NEILY	ICE	133
264	PALMAR-PUERTO JIMENEZ	ICE	132
207	GARITA-JUNQUILLO	ICE	129
248	MOIN-SIXAOLA	ICE	126
181	CAÑAS-BEBEDERO	ICE	125
286	RIO CLARO-SAN VITO	ICE	122
296	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES	ICE	122
284	RIO CLARO-COTOS	ICE	119
271	PARRITA-JACO	ICE	117



ID	Nombre	Empresa	TOTAL
216	GUAYABAL-SANTA BARBARA	COOPEGUANACASTE	110
183	CAÑAS-LA IRMA	ICE	109
349	JUANILAMA-OROTINA	ICE	108
118	SANTA ROSA	COOPELESCA	107
213	GUAYABAL-FILADELFIA	COOPEGUANACASTE	107
370	JACO HERRADURA	ICE	107
221	JUANILAMA-HERRADURA	ICE	103
306	SANTA RITA-PAQUERA	COOPEGUANACASTE	102
431	COOPEVEGA	COOPELESCA	101
258	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA	COOPEGUANACASTE	98
303	SANTA RITA-COBANO	ICE	98
174	BELEN-ALAJUELA	ICE	97
282	RIO CLARO-CHACARITA	ICE	96
304	SANTA RITA-HOJANCHA	COOPEGUANACASTE	96
319	TURRIALBA-GRANO DE ORO	ICE	95
98	PORROSATI-SANTA BARBARA	CNFL	94
272	PARRITA-MANUEL ANTONIO	ICE	91
208	GARITA-PALMARES	ICE	90
214	GUAYABAL-NICOYA	COOPEGUANACASTE	90
111	SABANILLA-SAN RAFAEL	CNFL	85
87	LINDORA-GUACIMA	CNFL	84
31	CHILAMATE	COOPELESCA	82
182	CAÑAS-GUAYABO	ICE	82
54	ESCAZU-JABONCILLOS	CNFL	80
415	PINILLA-TAMARINDO	COOPEGUANACASTE	80
92	MONTERREY	COOPELESCA	74
84	LA TABLA	COOPELESCA	73
405	HIGUITO-PATARRÁ	CNFL	73
21	BRASIL-CIUDAD COLON	CNFL	71
65	FORTUNA	COOPELESCA	71
171	BARRANCA-ESPARZA	ICE	71
257	NUEVO COLON-OCOTAL	COOPEGUANACASTE	71
246	MOIN-PUERTO VIEJO	ICE	68
2	ALAJUELITA-LA VERBENA	CNFL	66
230	LIBERIA-BAGACES	ICE	65
95	PITAL	COOPELESCA	64
160	VIRGEN	COOPELESCA	63
162	ANGOSTURA-PERALTA	ICE	63
164	ARENAL-SANGREGADO	ICE	62
225	LEESVILLE-GUAPILES	ICE	62
354	PAILAS-CURUBANDE	ICE	61



ANEXO D.

Listado de circuitos en 2025 con 10 o más interrupciones por colisión de vehículos

ID	Nombre	Empresa	TOTAL
214	GUAYABAL-NICOYA	COOPEGUANACASTE	32
93	NORTE	ESPH	30
213	GUAYABAL-FILADELFIA	COOPEGUANACASTE	30
279	QUEBRADAS	ESPH	30
78	ACOSANTA (2)	COOPESANTOS	29
117	SAN PABLO	ESPH	29
87	LINDORA-GUACIMA	CNFL	28
94	OESTE	ESPH	26
54	ESCAZU-JABONCILLOS	CNFL	25
217	GUAYABAL-SANTA CRUZ	COOPEGUANACASTE	25
258	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA	COOPEGUANACASTE	25
304	SANTA RITA-HOJANCHA	COOPEGUANACASTE	25
7	ALAJUELITA-SAN FELIPE	CNFL	24
111	SABANILLA-SAN RAFAEL	CNFL	24
408	HIGUITO-ASERRÍ	CNFL	24
44	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	CNFL	23
187	CERRILLOS	JASEC	23
306	SANTA RITA-PAQUERA	COOPEGUANACASTE	21
62	ESTE-SAN DIEGO	CNFL	20
269	PARAISO	JASEC	20
57	ESCAZU-SANTA ANA NORTE	CNFL	19
262	PACAYAS	JASEC	19
415	PINILLA-TAMARINDO	COOPEGUANACASTE	19
2	ALAJUELITA-LA VERBENA	CNFL	18
47	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO	CNFL	18
315	TEJAR-GUADALUPE	JASEC	18
48	DESAMPARADOS-SANTA MARTA	CNFL	17
105	SABANILLA-IPIS	CNFL	17
71	HEREDIA-BARREAL	CNFL	16
98	PORROSATI-SANTA BARBARA	CNFL	16



ID	Nombre	Empresa	TOTAL
6	ALAJUELITA-PERIFERICO	CNFL	15
108	SABANILLA-PURRAL	CNFL	15
216	GUAYABAL-SANTA BARBARA	COOPEGUANACASTE	15
313	TARAS	JASEC	15
406	HIGUITO-LOS GUIDO	CNFL	15
186	CARTAGO	JASEC	14
215	GUAYABAL-LAGUNILLA	COOPEGUANACASTE	14
280	QUEBRADILLA	JASEC	14
30	CAJA-PAVAS	CNFL	13
85	LAS FLORES	ESPH	13
109	SABANILLA-SAN MARINO	CNFL	13
116	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS	CNFL	13
157	SAN ANTONIO	COOPESANTOS	13
257	NUEVO COLON-OCOTAL	COOPEGUANACASTE	13
63	ESTE-TRES RIOS	CNFL	12
75	DOTA	COOPESANTOS	12
89	LINDORA-OJO DE AGUA	CNFL	12
203	FATIMA	JASEC	12
218	GUAYABAL-MARBELLA	COOPEGUANACASTE	12
327	CORONADO SAN JERONIMO	CNFL	12
359	POAS-MESON	ICE	12
41	CURRIDABAT-CENTRAL	CNFL	11
46	DESAMPARADOS-RIO AZUL	CNFL	11
77	RIO CONEJO (9)	COOPESANTOS	11
84	LA TABLA	COOPELESCA	11
407	HIGUITO-HIGUERONES	CNFL	11
53	ESCAZU-GUACHIPELIN	CNFL	10
83	MORA	COOPESANTOS	10
106	SABANILLA-LOURDES	CNFL	10
118	SANTA ROSA	COOPELESCA	10
144	SUR-BARRIO CUBA	CNFL	10
326	CORONADO-SAN ISIDRO	CNFL	10



ANEXO E.

Listado de circuitos en 2025 con 30 o más interrupciones por contacto de fauna

ID	Nombre	Empresa	TOTAL
305	SANTA RITA-NOSARA	ICE	129
365	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	ICE	121
42	DELICIAS	COOPELESCA	110
118	SANTA ROSA	COOPELESCA	99
429	LOS ÁNGELES	COOPELESCA	94
84	LA TABLA	COOPELESCA	87
213	GUAYABAL-FILADELFIA	COOPEGUANACASTE	84
113	SAN ISIDRO	COOPELESCA	81
15	BANANERAS	COOPELESCA	79
95	PITAL	COOPELESCA	76
181	CAÑAS-BEBEDERO	ICE	76
243	MIRAVALLS-GUATUSO	ICE	73
299	SAN ISIDRO-QUEPOS	ICE	69
65	FORTUNA	COOPELESCA	68
92	MONTERREY	COOPELESCA	68
98	PORROSATI-SANTA BARBARA	CNFL	66
287	RIO CLARO-TECNOLOGICO	ICE	66
351	MIRAVALLS-LOS CHILES	ICE	65
284	RIO CLARO-COTOS	ICE	61
286	RIO CLARO-SAN VITO	ICE	61
273	PARRITA-SAVEGRE	ICE	59
421	CERRO CORTES	COOPELESCA	58
223	LEESVILLE-CARIARI	ICE	57
101	PUERTO VIEJO	COOPELESCA	56
228	LEESVILLE-RIO FRIO	ICE	56
342	COBANO - POCHOTE	ICE	55
62	ESTE-SAN DIEGO	CNFL	53
341	COBANO - URBANO	ICE	53
415	PINILLA-TAMARINDO	COOPEGUANACASTE	53
283	RIO CLARO-CIUDAD NEILY	ICE	52
285	RIO CLARO-GOLFITO	ICE	50
183	CAÑAS-LA IRMA	ICE	49
425	SAN JORGE	COOPELESCA	49
48	DESAMPARADOS-SANTA MARTA	CNFL	48
179	CAHUITA-BRIBRI	ICE	48
350	MIRAVALLS-GUAYABO	ICE	47
428	SANTA CLARA	COOPELESCA	47
274	PARRITA-QUEPOS	ICE	46
349	JUANILAMA-OROTINA	ICE	46
369	JACO ESTEROS	ICE	46
258	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA	COOPEGUANACASTE	45
180	CAHUITA-COSTANERA	ICE	44
423	QUEBRADA AZUL	COOPELESCA	44



ID	Nombre	Empresa	TOTAL
31	CHILAMATE	COOPELESCA	43
44	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	CNFL	43
54	ESCAZU-JABONCILLOS	CNFL	43
155	VENECIA	COOPELESCA	43
64	FLORENCIA	COOPELESCA	42
87	LINDORA-GUACIMA	CNFL	42
303	SANTA RITA-COBANO	ICE	42
7	ALAJUELITA-SAN FELIPE	CNFL	41
160	VIRGEN	COOPELESCA	41
218	GUAYABAL-MARBELLA	COOPEGUANACASTE	41
408	HIGUITO-ASERRÍ	CNFL	40
109	SABANILLA-SAN MARINO	CNFL	39
111	SABANILLA-SAN RAFAEL	CNFL	37
263	PALMAR-CORTES	ICE	37
427	URBANO SUR	COOPELESCA	37
310	TRAPICHE - ZENT	ICE	36
324	CORONADO-CASCAJAL	CNFL	36
405	HIGUITO-PATARRÁ	CNFL	36
426	URBANO NORTE	COOPELESCA	36
431	COOPEVEGA	COOPELESCA	36
433	BOCA ARENAL	COOPELESCA	36
21	BRASIL-CIUDAD COLON	CNFL	35
58	ESCAZU-SANTA ANA SUR	CNFL	35
164	ARENAL-SANGREGADO	ICE	35
234	LIBERIA-URBANO	ICE	35
269	PARAISO	JASEC	34
346	GARABITO-LA IRMA	ICE	34
46	DESAMPARADOS-RIO AZUL	CNFL	33
182	CAÑAS-GUAYABO	ICE	33
260	NUEVO COLON-POTRERO	COOPEGUANACASTE	33
357	PALMAR-PALMAR SUR	ICE	33
89	LINDORA-OJO DE AGUA	CNFL	32
227	LEESVILLE-PIÑERAS	ICE	32
242	MIRAVALLS-DEL ORO	ICE	32
282	RIO CLARO-CHACARITA	ICE	32
57	ESCAZU-SANTA ANA NORTE	CNFL	31
60	ESTE-CONCEPCION	CNFL	31
167	BARRANCA-PUNTARENAS 2	ICE	31
172	BARRANCA-URBANO	ICE	31
214	GUAYABAL-NICOYA	COOPEGUANACASTE	31
406	HIGUITO-LOS GUIDO	CNFL	31
411	ESCAZÚ-PIEDES	CNFL	31
422	SAN JOSECITO	COOPELESCA	30



ANEXO F.

Infografías en alta resolución para consulta detallada

Voz de las personas usuarias



VOZ DE LAS PERSONAS USUARIAS

Percepción sobre la calidad del servicio eléctrico (2025)

Resultados de la XI Encuesta sobre Acceso, Uso y Satisfacción de los Servicios Públicos Regulados por la ARESEP, 2025, que refleja la opinión de 2 355 personas usuarias del servicio eléctrico en todo el país.



Fuente: XI Encuesta sobre Acceso, Uso y Satisfacción de los Servicios Públicos Regulados por la ARESEP, 2025.



Continuidad del suministro eléctrico en Costa Rica



CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN COSTA RICA

Resultados nacionales 2025



6,29

Interrupciones promedio
por abonado

Durante el 2025, los usuarios del servicio eléctrico experimentaron en promedio 6,29 interrupciones, lo que representa una mejora del **17,6 %** respecto al 2024.



8,11 h

Duración promedio
de interrupciones

El tiempo promedio sin suministro eléctrico fue de 8,11 horas por abonado, equivalente a una reducción del **18,2 %** en comparación con el año anterior.



53 975

Eventos registrados
en la red

Se contabilizaron 53 975 eventos que provocaron interrupciones del servicio eléctrico, lo que representa una disminución del **9,3 %** respecto al 2024.

¿QUÉ EXPLICA LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO?

Distribución del tiempo de interrupción experimentado por los usuarios



Factores externos

La mayor parte del tiempo de interrupción estuvo asociado a la interacción de la red eléctrica con el entorno.

- Flora
- Fauna
- Viento
- Lluvia
- Tormentas eléctricas



Factores internos

Corresponden principalmente a actividades de operación, mantenimiento y fallas de materiales o equipos de la red eléctrica.

- Operación de la red
- Mantenimiento
- Equipos y materiales



Transmisión y generación

Porción del tiempo de interrupción asociada a eventos ocurridos en el sistema nacional de transmisión y generación eléctrica.

- Sistema de transmisión
- Generación eléctrica



HALLAZGO PRINCIPAL

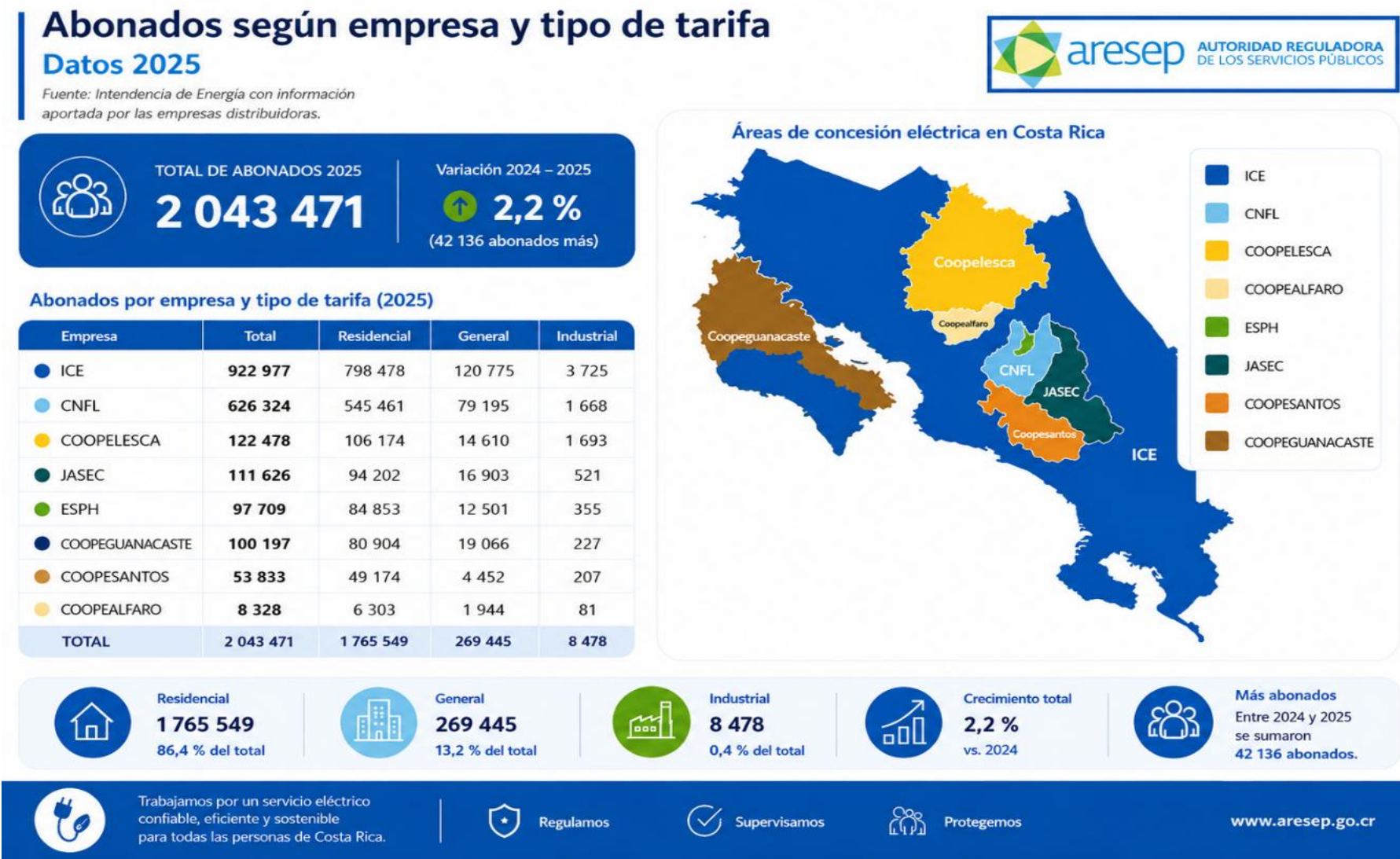
La continuidad del suministro eléctrico mostró una mejora durante el 2025; sin embargo, los resultados continúan evidenciando la influencia de factores ambientales, geográficos y operativos sobre la calidad del servicio brindado en los distintos territorios del país.



Fuente: Intendencia de Energía con información suministrada por las empresas distribuidoras de electricidad. Año 2025.



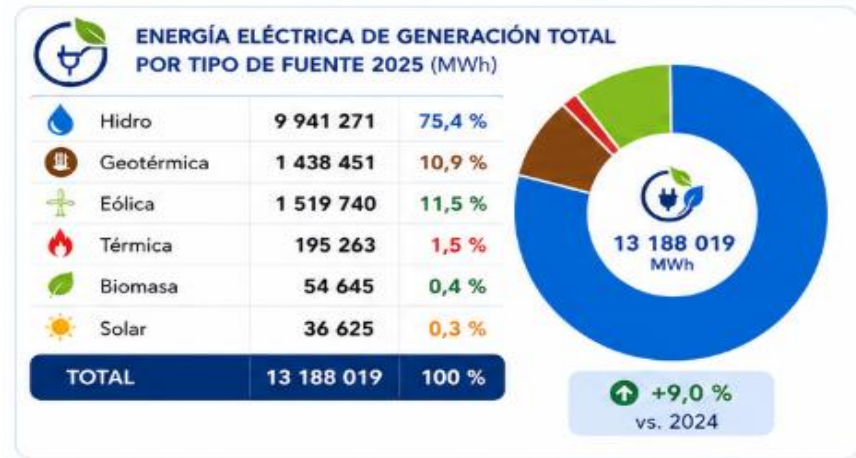
Abonados según empresa y tipo de tarifa



Datos del sector eléctrico 2025

 DATOS DEL SECTOR ELÉCTRICO 2025
Cifras en unidades físicas (MWh)

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNIDADES FÍSICAS SEGÚN EMPRESA POR TIPO DE TARIFA (MWh)						
EMPRESA	TOTAL 2025	DESGLOSE POR TIPO DE TARIFA 2025				% PARTICIPACIÓN DEL TOTAL
		 RESIDENCIAL	 GENERAL	 INDUSTRIAL	 ALUMBRADO	
 ICE	5 378 609	1 892 352	1 233 780	2 105 746	146 731	45,2 %
 CNFL	3 647 301	1 582 398	1 305 249	697 090	62 564	30,6 %
 JASEC	782 656	265 536	155 116	346 930	15 075	6,6 %
 ESPH	662 568	259 823	246 668	148 445	7 632	5,6 %
 COOPELESCA	600 492	235 979	212 473	141 662	10 378	5,0 %
 COOPEGUANACASTE	672 070	343 021	308 504	12 021	8 525	5,6 %
 COOPESANTOS	125 690	84 298	26 531	10 237	4 624	1,1 %
 COOPEALFARO	30 653	17 293	9 988	3 069	403	0,3 %
TOTAL	11 900 039	4 680 700	3 498 209	3 465 199	255 930	100 %



 Fuente: Intendencia de Energía con información aportada por las empresas distribuidoras.



Evolución nacional de la continuidad del servicio eléctrico

EVOLUCIÓN NACIONAL DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

2013 – 2025

Tendencia de los indicadores nacionales de continuidad del suministro eléctrico.

AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



6,29

Interrupciones promedio
por abonado

Durante el 2025, los usuarios del servicio eléctrico experimentaron en promedio 6,29 interrupciones, lo que representa una mejora del 17,6 % respecto al 2024.



8,11 h

Duración promedio
de interrupciones

El tiempo promedio sin suministro eléctrico fue de 8,11 horas por abonado, equivalente a una reducción del 18,2 % en comparación con el año anterior.



53 975

Eventos registrados
en la red

Se contabilizaron 53 975 eventos que provocaron interrupciones del servicio eléctrico, lo que representa una disminución del 9,3 % respecto al 2024.

EVOLUCIÓN NACIONAL DE LOS INDICADORES DE CONTINUIDAD: 2013-2025



**FPI: FRECUENCIA PROMEDIO DE INTERRUPCIONES
POR ABONADO (veces)**



Variación
2024 – 2025

-17,6 %



**DPIR: DURACIÓN PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN
POR ABONADO (horas)**



Variación
2024 – 2025

-18,2 %



**EVENTOS QUE PROVOCARON
INTERRUPCIONES DEL SERVICIO**

59 480
2024



53 975
2025



Variación
2024 – 2025

-9,3 %



**TENDENCIAS
OBSERVADAS**



**FPI alcanzó su valor
más bajo de toda
la serie 2013-2025.**

En 2025 se registra 6,29 interrupciones por abonado, el menor valor histórico.



**DPIR disminuyó
18,2 % respecto a 2024.**

En 2025 se registra 8,11 horas por abonado, con una mejora significativa en la duración de las interrupciones.



**Los indicadores nacionales
muestran una mejora conjunta
en frecuencia y duración
de interrupciones.**

Se observa una reducción importante en la frecuencia y en el tiempo sin suministro respecto al año anterior.



**La variabilidad anual continúa
asociada principalmente
a factores climáticos y
ambientales.**

Eventos extremos generan impactos relevantes en los indicadores de continuidad.



**Persisten diferencias
territoriales entre
las zonas de concesión.**

La calidad del servicio continúa influenciada por condiciones geográficas y ambientales.



Fuente: Intendencia de Energía con información suministrada por las empresas distribuidoras de electricidad. Datos 2025.



Caracterización de las interrupciones

CARACTERIZACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

En 2025 se registraron 53.975 eventos que provocaron interrupciones del suministro eléctrico en todo el país. A continuación, se presenta su caracterización según duración, causa y otros factores asociados.



1 INTERRUPCIONES SEGÚN DURACIÓN

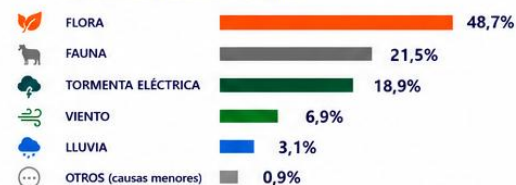
Frecuencia promedio de interrupciones por abonado



Las interrupciones momentáneas representan la mayor parte de los eventos, mientras que las prolongadas, aunque menos frecuentes, concentran el mayor impacto en la continuidad del servicio.

4 DETALLE DE CAUSAS AMBIENTALES

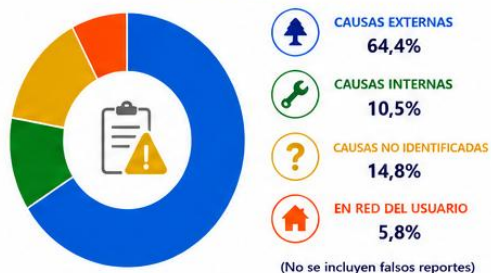
Distribución de la cantidad de eventos



El contacto de flora y fauna con la red eléctrica concentra el 70,2% de los eventos ambientales.

2 EVENTOS SEGÚN CATEGORÍA DE CAUSA

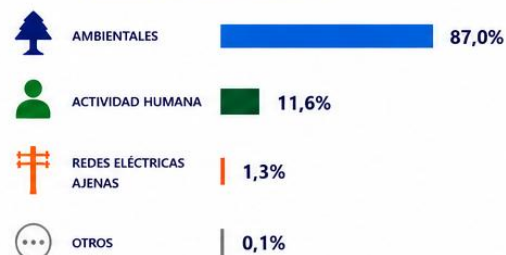
Distribución de la cantidad de eventos



Las causas externas explican casi dos tercios de las interrupciones registradas en el país.

3 DISTRIBUCIÓN DE CAUSAS PRINCIPALES

Distribución de la cantidad de eventos



Casi nueve de cada diez eventos externos se deben a causas ambientales, principalmente al contacto de flora y fauna con la red eléctrica.

5 DETALLE DE INFLUENCIAS DE REDES EXTERNAS

Distribución de la cantidad de eventos



Las sobrecargas en instalaciones de usuarios son la principal influencia de redes externas.

6 CAUSAS INTERNAS: FORZADAS Y PROGRAMADAS

Distribución de la cantidad de eventos



Casi tres cuartas partes de las causas internas corresponden a eventos forzados.

7 DETALLE DE CAUSAS INTERNAS FORZADAS

Distribución de la cantidad de eventos forzados



El fallo de materiales o equipos es la causa interna forzada más relevante, representando más de ocho de cada diez eventos forzados.

Nota: Las participaciones pueden no sumar 100% debido al redondeo de decimales.

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Tasas de ocurrencia de principales eventos por kilómetro de red

TASAS DE OCURRENCIA DE PRINCIPALES EVENTOS POR KILÓMETRO DE RED

La tasa de ocurrencia por kilómetro de red permite comparar la frecuencia con que se presentan los eventos que originan interrupciones del suministro eléctrico en cada empresa distribuidora.



Se compara el valor del año 2025 con el promedio del quinquenio 2020-2024. Los valores están expresados como eventos por kilómetro de red.

Promedio quinquenio 2020-2024

Valor 2025
Comparación 2025 vs. promedio 2020-2024

Mayor incidencia (> +10%)

Similar (±10%)

Menor incidencia (< -10%)

PRINCIPALES TIPOS DE EVENTOS



Flora



Fauna



Tormenta eléctrica



Fallo en materiales y equipos



Colisión de vehículos

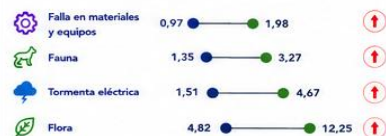


Viento



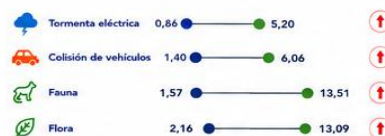
Lluvia

ICE



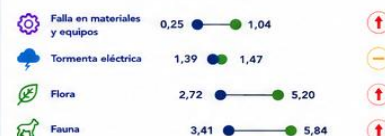
Principal evento en 2025: Flora (12,25)

CNFL, S.A.



Principal evento en 2025: Fauna (13,51)

COOPELESCA, R.L.



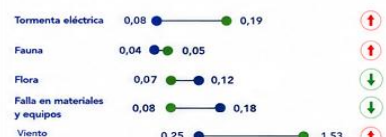
Principal evento en 2025: Fauna (5,84)

COOPEGUANACASTE, R.L.



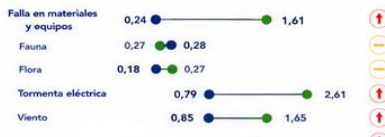
Principal evento en 2025: Flora (0,29)

COOPESANTOS, R.L.



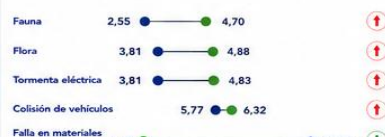
Principal evento en 2025: Viento (1,53)

COOPEALFARORUIZ, R.L.



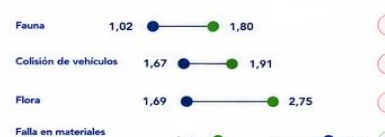
Principal evento en 2025: Tormenta eléctrica (2,61)

ESPH, S.A.



Principal evento en 2025: Colisión de vehículos (6,32)

JASEC, S.A.



Principal evento en 2025: Fallo en materiales y equipos (4,17)



¿QUÉ MUESTRA ESTE ANÁLISIS?

Permite identificar si la incidencia de los principales eventos sobre la red aumenta, disminuye o se mantiene estable respecto al promedio del quinquenio 2020-2024.



¿PARA QUÉ SIRVE?

Orienta la toma de decisiones en mantenimiento, gestión de vegetación, mitigación de riesgos y fortalecimiento de la resiliencia del sistema eléctrico.



NOTA

Las tasas están expresadas como eventos por kilómetro de red. Esta métrica permite comparar el comportamiento de las empresas sin que influya el tamaño de su infraestructura.

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.



Evolución de la continuidad del servicio eléctrico

EVOLUCIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Resultado por empresa al cierre de 2025

Los indicadores de continuidad permiten evaluar la frecuencia y duración de las interrupciones que experimentan los abonados.
Los valores corresponden al desempeño observado en 2025 y su comparación con el catpl promedio del período 2020-2024.

¿CÓMO LEER ESTA INFOGRAFÍA?

Se muestra el valor observado en 2025 para cada empresa y la variación respecto al promedio 2020-2024.

 **Mejora**
(disminuye el indicador)

 **Deterioro**
(aumenta el indicador)

EMPRESA	DPIR: TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUCCIÓN POR ABONADO (Horas)			FPI: FRECUENCIA PROMEDIO DE INTERRUCCIONES POR ABONADO (Veces)		
	Promedio quinquenal 2020-2024	2025	Variación 2020-2024 - 2025	Promedio quinquenal 2020-2024	2025	Variación 2020-2024 - 2025
ICE	11,90	9,92	-1,98 h (-16,6%) ↓	8,46	6,06	-2,40 (-28,4%) ↓
CNFL, S.A.	7,43	6,58	-0,85 h (-11,5%) ↓	8,37	6,64	-1,73 (-20,7%) ↓
JASEC	5,46	6,11	+0,65 h (+11,9%) ↑	4,27	5,34	+1,07 (+25,1%) ↑
ESPH	6,79	5,21	-1,58 h (-23,3%) ↓	8,45	6,93	-1,52 (-18,0%) ↓
Coopelesca	11,04	7,05	-3,99 h (-36,1%) ↓	7,98	4,61	-3,37 (-42,2%) ↓
Coopesantos	12,64	9,98	-2,66 h (-21,0%) ↓	10,96	8,76	-2,20 (-20,1%) ↓
Coopeguanacaste	7,87	7,37	-0,50 h (-6,4%) ↓	7,55	7,45	-0,10 (-1,3%) ↓
Coopealfaroruz	3,60	2,91	-0,69 h (-19,2%) ↓	4,39	3,56	-0,83 (-18,9%) ↓

Notas:

- 1 La interpretación de la variación en DPIR debe considerarse con cautela debido a que el valor del promedio 2020-2024 es muy bajo.
- 2 La interpretación de la variación en FPI debe considerarse con cautela debido a que el valor del promedio 2020-2024 es bajo.

Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

MEJOR MEJORA RESPECTO AL PROMEDIO 2020-2024

DPIR (horas) Mayor reducción	FPI (veces) Mayor reducción
1° COOPELESCA -3,99 h (-36,1%)	1° COOPELESCA -3,37 (-42,2%)
2° COOPESANTOS -2,66 h (-21,0%)	2° ICE -2,40 (-28,4%)
3° ESPH -1,58 h (-23,3%)	3° CNFL, S.A. -1,73 (-20,7%)

VALORES NORMATIVOS DE REFERENCIA

DPIR (horas)	FPI (veces)
6,00 horas	7,00 veces

HALLAZGOS CLAVE

- 7 de las 8 empresas redujeron el tiempo promedio de interrupción por abonado (DPIR) respecto al promedio 2020-2024.
- 7 de las 8 empresas redujeron la frecuencia promedio de interrupciones por abonado (FPI) respecto al promedio 2020-2024.
- Las cooperativas eléctricas muestran, en general, desempeños estables o de mejora en ambos indicadores al cierre de 2025.

Calidad de la tensión del suministro eléctrico en Costa Rica



CALIDAD DE LA TENSIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO RESULTADOS NACIONALES 2025

La calidad de la tensión se evalúa mediante tres mecanismos complementarios: el Programa de Intervención de Transformadores, el Programa de Verificación de la Calidad de la Tensión (UVECASE) y el análisis de las deficiencias de tensión reportadas por los usuarios.

RESUMEN NACIONAL 2025

PROGRAMA DE INTERVENCIÓN DE TRANSFORMADORES



1.345

Transformadores
intervenidos

UVECASE



383

Servicios conformes
con la norma
(91,6 %)



33

Servicios no
conformes
(8,4 %)



2

Servicios
tolerables
(0,5 %)

DEFICIENCIAS REPORTADAS POR USUARIOS



6.722

Deficiencias de
tensión reportadas



2.036

Deficiencias
asociadas a causas
externas
(41,6 %)

PROGRAMA DE INTERVENCIÓN DE TRANSFORMADORES

Causas de las no conformidades (Distribución porcentual)



Regulación
baja tensión

66,3 %



Acometida
extensa

22,5 %



Transformador
sobrecargado

11,3 %



La mayor parte de las intervenciones se concentró en ajustes de regulación de baja tensión, seguido por la corrección de acometidas extensas.

PROGRAMA DE VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE LA TENSIÓN (UVECASE)

Servicios dentro y fuera de servicio por empresa (Cantidad de servicios)

COOPEALFARORUIZ	15	4
COOPELESCA	31	1
COOPESANTOS	16	1
COOPEGUANACASTE	19	5
JASEC	28	3
ESPH	27	
CNRL	162	14
ICE	85	6

■ Conformes con la norma ■ No conformes con la norma ■ Tolerables



El 91,6 % de los servicios evaluados resultó conforme con la norma. Las no conformidades se concentraron principalmente en problemas de regulación de tensión (derivaciones y tapas), seguidas por conectores fijos deteriorados.

Causas de las no conformidades (Distribución porcentual)



Regulación
(Derivación, Tapas)

50,0 %



Conectores
fijos (aflojados)

13,6 %



Conexión
neutra

9,1 %



Armónicas de
corriente (derivada)

9,1 %

DEFICIENCIAS DE TENSIÓN REPORTADAS POR USUARIOS

Distribución de causas por tipo (Cantidad y porcentaje)

1.881 (28,1 %)	2.036 (30,3 %)	853 (12,7 %)	452 (6,7 %)	1.500 (22,3 %)
■ Causas internas	■ Causas externas	■ En red del usuario	■ No identificadas	■ Falso reporte

Detalle de causas de perturbaciones de tensión (Distribución porcentual)

✗ Fallo en materiales o equipos	22,1 %
🌿 Flora	6,5 %
🏠 Trabajos en edificaciones	4,9 %
🚗 Colisión de vehículos	4,7 %
🧴 Contaminación	3,9 %
⚙️ Deficiente calidad del material o equipo	3,0 %
🔧 Incorrecta instalación de materiales o equipos	2,5 %



Las principales deficiencias de tensión reportadas por los usuarios se asociaron principalmente a fallos en materiales o equipos de la red, seguidas por afectaciones ocasionadas por la flora y por actividades desarrolladas en el entorno de la infraestructura eléctrica.

HALLAZGOS RELEVANTES



Cumplimiento nacional
El 91,6 % de los servicios evaluados cumple con la normativa de calidad de tensión.



Intervención de transformadores
Las acciones correctivas se concentraron principalmente en la regulación de baja tensión y en acometidas extensas.



UVECASE
Las principales no conformidades corresponden a problemas de regulación (derivaciones y tapas), seguidas por conectores fijos deteriorados.



Deficiencias reportadas
El 58,4 % de las deficiencias reportadas es originó por causas internas o externas a la red, principalmente asociadas a infraestructura y factores ambientales.



Gestión regulatoria
Los resultados permiten orientar acciones preventivas sobre los elementos de mayor incidencia y priorizar inversiones en mantenimiento.



Seguimiento
La evaluación periódica permite verificar la efectividad de las acciones correctivas implementadas por las empresas distribuidoras.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

Datos 2025.



Gestión de reportes y atención al usuario

GESTIÓN DE REPORTES Y ATENCIÓN AL USUARIO

Resultados nacionales 2025



Esta sección evalúa la capacidad de las empresas distribuidoras para atender oportunamente los reportes presentados por los usuarios. Se consideran la cantidad promedio mensual de reportes por cada 10 mil abonados y el tiempo promedio de atención de cada evento.

REPORTES DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO Promedio mensual por cada 10 mil abonados – 2025		
Empresa	Cantidad de reportes por cada 10 mil abonados	Tiempo promedio de atención
COOPEALFARORUIZ	51,9	0,05 h
COOPELESCA	51,4	2,13 h
ICE	44,1	2,75 h
COOPEGUANACASTE	43,8	1,86 h
COOPEGUANACASTES R.L.	40,3	2,37 h
JASEC	17,1	2,35 h
ESPH	16,2	2,33 h
CNFL	13,1	3,75 h

REPORTES DE PERTURBACIONES DE TENSIÓN Promedio mensual por cada 10 mil abonados – 2025		
Empresa	Cantidad de reportes por cada 10 mil abonados	Tiempo promedio de atención
ESPH	12,02	3,48 h
COOPEALFARORUIZ	10,65	0,22 h
JASEC	4,74	3,21 h
COOPELESCA R.L.	4,35	0,22 h
COOPEGUANACASTE R.L.	3,50	2,03 h
CNFL	2,48	5,21 h
ICE	0,13	3,50 h
COOPESANTOS	0,00	–



HALLAZGOS



COOPEALFARORUIZ presentó la mayor cantidad de reportes de interrupciones y el menor tiempo promedio de atención.



ESPH registró la mayor cantidad de reportes asociados a perturbaciones de tensión.



COOPESANTOS no reportó eventos de tensión durante el 2025.

i Fuente: Información remitida por las empresas distribuidoras de electricidad y elaborada por la Intendencia de Energía – ARESEP.

Datos 2025.

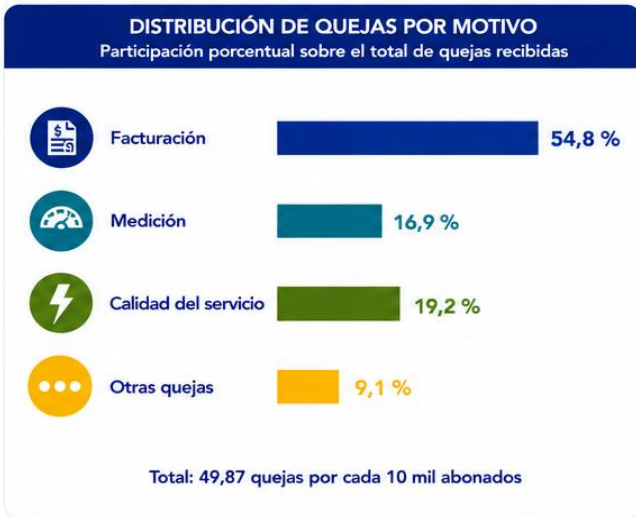


Quejas presentadas por los usuarios

**QUEJAS PRESENTADAS
POR LOS USUARIOS**
Resultados nacionales 2025



Las quejas reflejan la percepción de los usuarios sobre la gestión comercial de las empresas distribuidoras. Se consideran quejas asociadas a facturación, medición, calidad del servicio y otros temas comerciales.



MOTIVO DE QUEJAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA					
Quejas por cada 10 mil abonados					
Empresa	Total de quejas	Quejas por motivo			
		Facturación	Medición	Calidad del servicio	Otras quejas
JASEC	28,69	15,81	1,18	0,32	0,29
COOPELESCA R.L.	11,80	11,82	0,09	0,01	1,42
COOPEALFARO R.L.	9,13	8,00	0,60	0,50	0,08
ESPH	9,01	8,11	0,15	0,52	0,23
ICE	2,85	1,18	1,05	0,32	0,29
CNFL	0,74	0,01	0,01	0,00	0,72
COOPEGUANACASTE R.L.	0,66	0,02	0,00	0,54	0,09
COOPESANTOS R.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total nacional (promedio)	49,87	54,8 %	16,9 %	19,2 %	9,1 %



**HALLAZGOS
RELEVANTES**



La mayoría de las quejas recibidas están asociadas a temas de facturación (54,8 % del total).



Las quejas por medición representan el 16,9 % del total nacional.



Las quejas por calidad del servicio representan el 19,2 % del total nacional.



El 100 % de las quejas presentadas por los usuarios fueron resueltas por las empresas distribuidoras.



COOPESANTOS no registró quejas durante el 2025.

i Fuente: Información remitida por las empresas distribuidoras de electricidad y elaborada por la Intendencia de Energía – ARESEP.

Datos 2025.



Parque nacional de medidores

