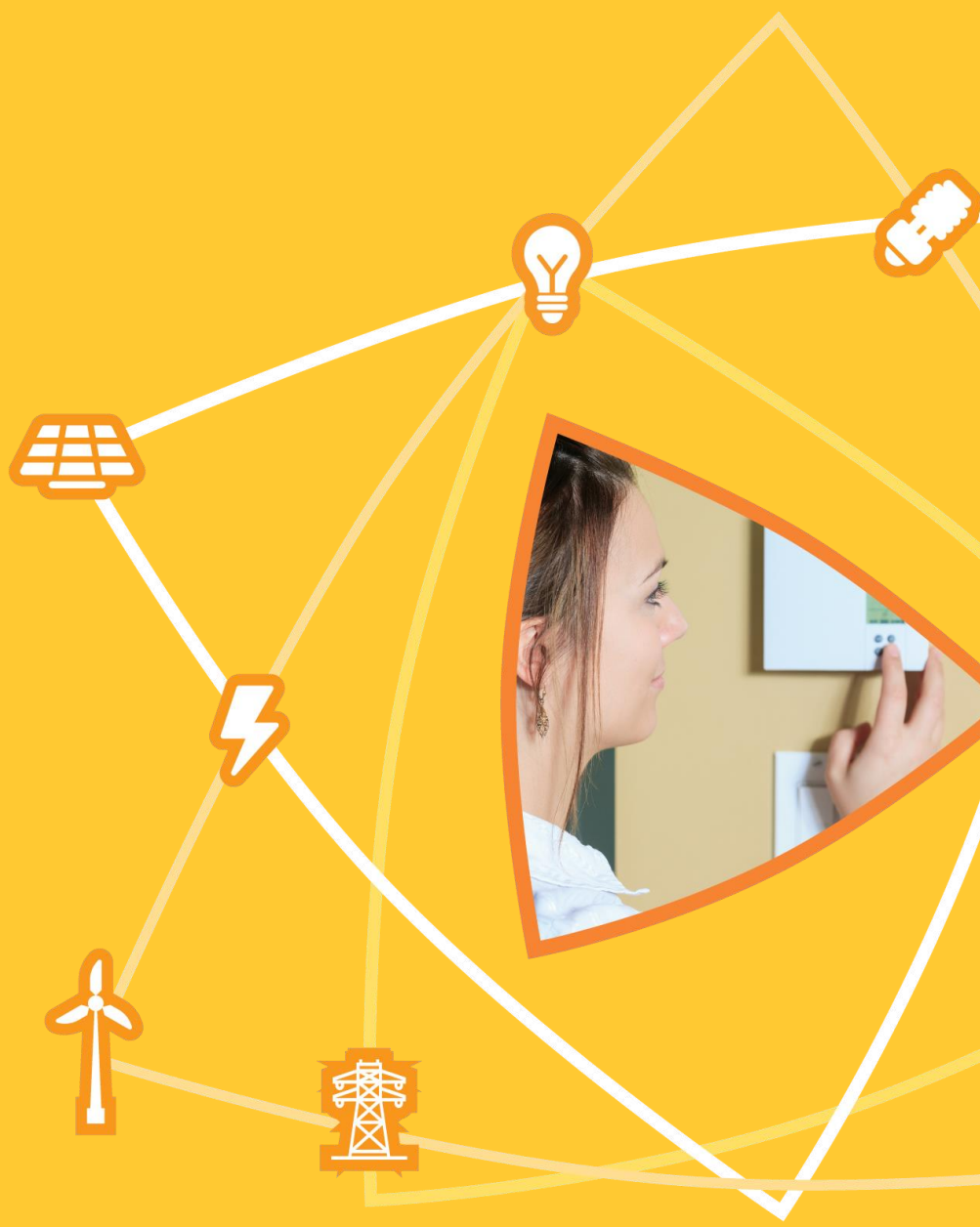




Informe de Calidad del Suministro de Electricidad





**Informe de la calidad del suministro de electricidad
Sistema de Distribución 2022
Intendencia de Energía**

Contenido

Resumen Ejecutivo	4
1. Introducción.....	6
2. Evaluación de la continuidad del suministro.....	10
2.1 Frecuencia promedio de interrupciones.....	10
2.2 Tiempo promedio de interrupción por abonado.....	13
2.3 Comparación del DPIR y del FPI con los valores normativos.....	16
2.4 Otros indicadores de continuidad.....	22
2.5 Análisis de causas de interrupciones.	23
2.6 Análisis de los 10 circuitos de DPIR más alejado del promedio nacional.....	29
3. Comportamiento histórico de los indicadores de continuidad.....	36
3.1 Comportamiento histórico e indicativo del DPIR y del FPI nacional.....	36
3.2 Comportamiento histórico e indicativo del DPIR y FPI por empresa.....	41
4. Evaluación de la calidad de la tensión de suministro eléctrico.....	52
4.1 Programa de intervención de transformadores.....	52
4.2 Programa de evaluación de la tensión: ARESEP-UVECASE.....	53
4.3 Deficiencias de tensión reportadas por los usuarios. Análisis de causas.....	56
5. Evaluación de la gestión comercial.....	61
5.1 Reportes de eventos (interrupciones y tensión) y tiempo de atención.....	61
5.2 Quejas.....	63
5.3 Medición.....	65
6. Conclusiones.....	67
ANEXO A.....	69
ANEXO B.....	72
ANEXO C.....	77
ANEXO D.....	80

Resumen Ejecutivo

El presente informe de la evaluación de la calidad del suministro eléctrico presenta los resultados del procesamiento y análisis de datos, efectuado por la Intendencia de Energía, con base en los reportes remitidos por las empresas eléctricas en cumplimiento de las disposiciones normativas relacionadas con los indicadores para la evaluación de la calidad de la energía eléctrica y prestación del servicio, para uso final.

En lo que respecta a la continuidad del suministro eléctrico, en el ámbito internacional, se utilizan dos indicadores de referencia para su evaluación: la Frecuencia Promedio de Interrupciones por abonado (FPI) y el Tiempo (duración acumulada) Promedio de Interrupción por abonado (DPIR) que, en el caso de Costa Rica, se calculan tomando en consideración todas las interrupciones con duración superior a los 5 minutos y que se suscitan a lo largo de las redes de distribución, hasta los transformadores que sirven la energía en baja tensión.

Durante el 2022, en el ámbito nacional la cantidad promedio de interrupciones percibidas por los usuarios del servicio eléctrico (FPI) fue de 6,98 veces, inferior en 1,11 veces al 8,09 veces registrado en el 2021. Por su parte, el tiempo promedio de interrupción percibido (DPIR), por cada abonado fue de 8,37 horas (8 horas y 22 minutos), indicador que, en el 2021, fue de 8,62 horas (8 horas y 37 minutos).

No obstante, a nivel de circuitos la frecuencia promedio de interrupciones por abonado fue de 5,87 veces, valor inferior a la referencia normativa de 7,00; y el tiempo promedio de interrupción por abonado fue de 7,34 (7 horas y 20 minutos) horas, valor superior en 1,34 horas (1 hora y 20 minutos) al valor normativo de referencia de 6,00 horas. No obstante, se advierte que solamente un 40,2 % de los abonados experimentaron durante el 2022, una frecuencia y tiempo promedio de interrupciones iguales o inferiores a los valores normativos de referencia.

Además del análisis de continuidad el presente informe incluye los resultados del “Programa de Intervención de Transformadores de Distribución”, ejecutado por las empresas distribuidoras por disposición normativa, bajo la supervisión de este Ente Regulador. Al respecto, el análisis de los datos revela resultados recurrentes en las causas principales identificadas en los servicios eléctricos estudiados con resultados no conformes con la normativa: ajustes en la regulación de los niveles de tensión suministrados por los transformadores, desbalances de carga en la red de baja tensión y sobre carga de los transformadores.

De manera complementaria, se presentan los resultados del programa de evaluación de la calidad de la tensión de suministro, desarrollado por la Autoridad Reguladora con el apoyo de la Unidad de Verificación de la Calidad del Servicio Eléctrico (UVECASE), de la



Universidad de Costa Rica, que por motivo de la pandemia y razones presupuestarias no se ejecutó durante los años 2020 y 2021, pero que se retomó durante el 2022.

Por último, el informe expone los principales resultados del análisis de los indicadores de atención comercial y anexos con los circuitos de interés prioritario, en relación con la continuidad del servicio, a partir de los hallazgos emanados de los resultados 2022, para finalizar exponiendo el estado actual tecnológico del parque de medidores nacional, en el proceso de modernización de la actividad de medición realizada por las empresas distribuidoras.

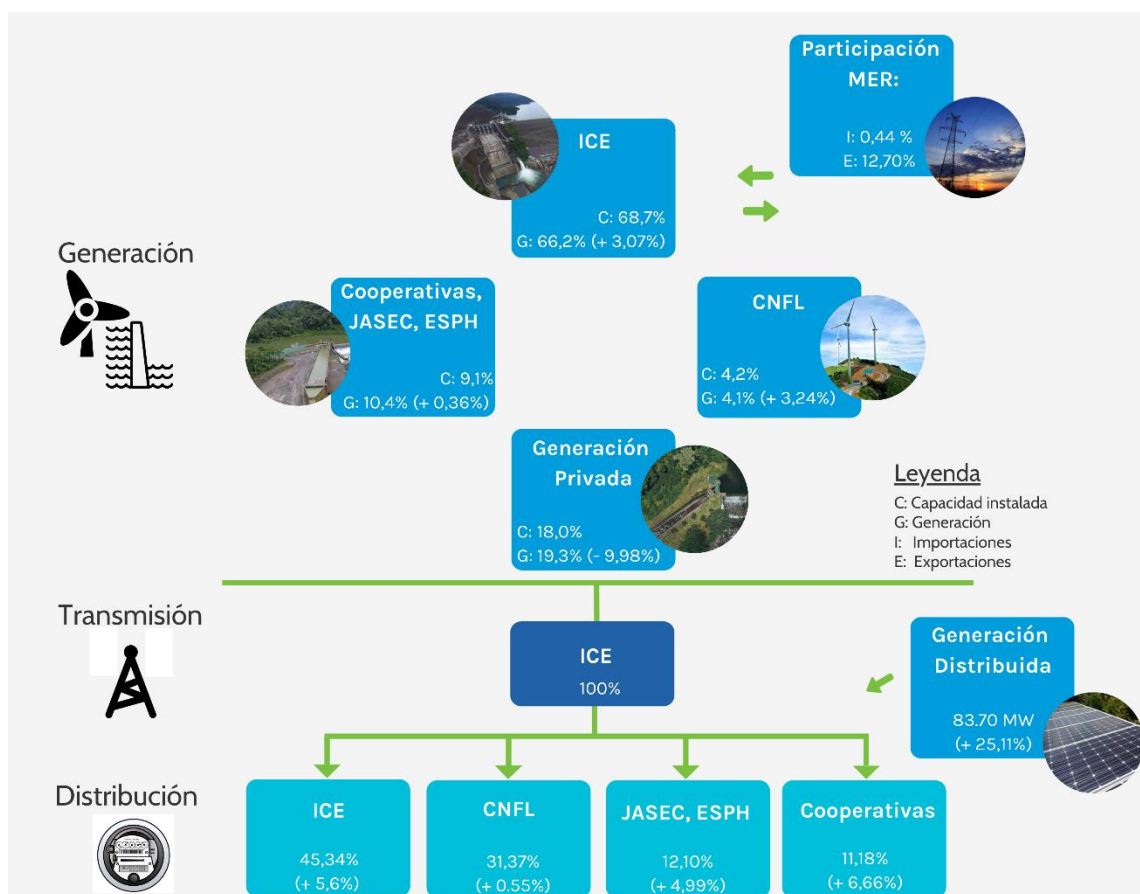


1. Introducción.

En Costa Rica, el servicio público de electricidad es suministrado a la población por medio de los sistemas de generación, transmisión y distribución, de las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural, mediante la cadena de comercialización que se muestra en el gráfico N°1.

Gráfico N° 1

Cadena de Comercialización de Electricidad



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctrica y del MINAE: https://energia.minae.go.cr/?page_id=2068

En la etapa de generación de energía eléctrica participan mayoritariamente, empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural, aunque también se permite la participación de generadores privados para vender su producción exclusivamente al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 7200, así como la generación privada con fuentes renovables a pequeña escala, para autoconsumo, con posibilidad de venta de excedentes. Sin embargo, el ICE es la empresa con mayor participación,

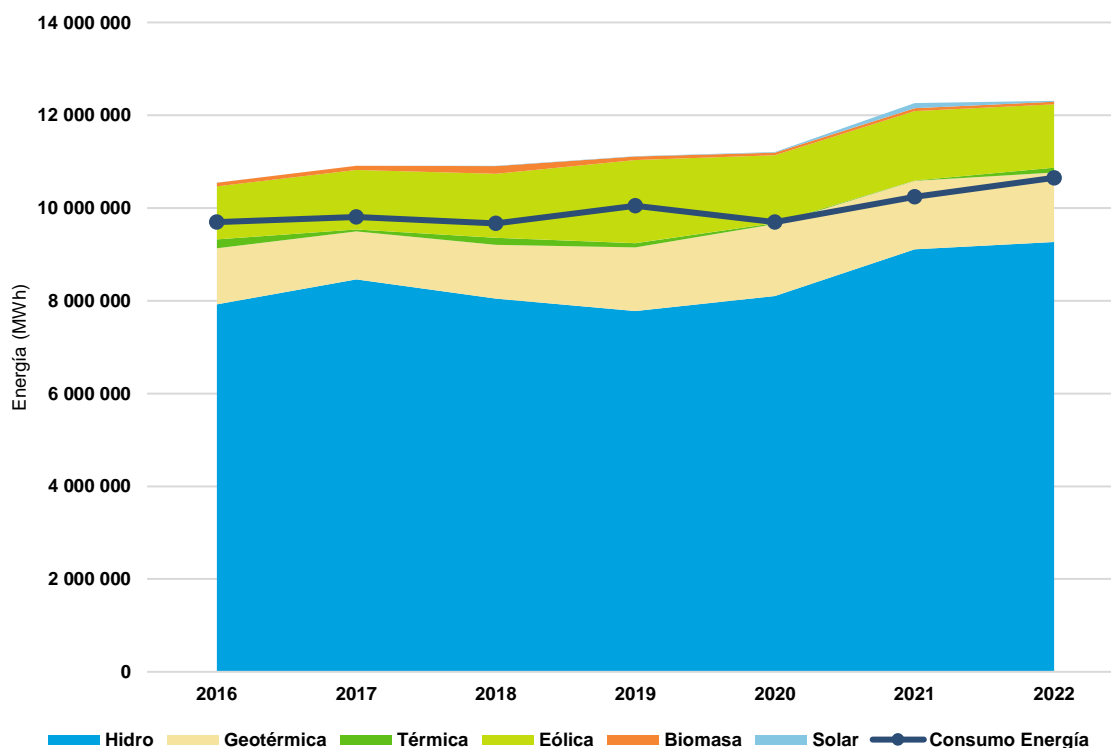


en la actividad de la producción de electricidad, pues durante el 2022 produjo el 66,2 % del total de la energía generada en el país.

Por otro lado en el contexto nacional, la transmisión de electricidad la realiza exclusivamente el ICE, mientras que el proceso de distribución está a cargo de 8 empresas: ICE, Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A (CNFL), Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH), Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, S.A. (JASEC), Cooperativa de Electrificación de Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE), Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (COOPEALFARORUIZ), Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (COOPESANTOS) y Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA).

Gráfico Nº 2

Oferta vs Consumo de Electricidad: 2016-2022



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

En cuanto al consumo de energía eléctrica, durante el 2020 se registró una baja en la demanda de electricidad, con respecto al 2019, debido a las restricciones sanitarias por la pandemia del COVID-19, en el 2021 se inicia un leve proceso de recuperación del mercado con un crecimiento del consumo en ese año de un 5,6 % y de un 4,0 % para el 2022, de tal y como se observa en el gráfico Nº 2.



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, el proceso de evaluación de la calidad que realiza la Autoridad Reguladora adquiere especial relevancia, teniendo en consideración la obligación que tienen las empresas eléctricas de distribución 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.

Gráfico Nº 3

Datos relevantes de la encuesta del servicio eléctrico

66% de los usuarios considera poco o muy poco frecuentes las interrupciones del servicio eléctrico

Se registró un decremento del 6% en la cantidad de abonados que considera las interrupciones poco o muy poco frecuentes. ARESEP ha mantenido la evaluación constante de los índices de calidad del servicio eléctrico.

75% de los usuarios percibe que el tiempo de espera para la restauración del servicio eléctrico es poco o normal

Un 4% más de los abonados considera que el tiempo de restauración es poco o normal, con respecto a lo registrado en el 2021.

8.5
Satisfacción del servicio

En 2021 se registró aceptación de 8.6

87% de los usuarios indica que las empresas eléctricas cumplen con los horarios anunciados de interrupciones del servicio

En 2021 se reportó un porcentaje similar de abonados que indican que las empresas eléctricas cumplían con los horarios previamente establecidos.

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

Es importante destacar que de acuerdo con la IX ENCUESTA SOBRE ACCESO, USO Y SATISFACCIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS REGULADOS POR LA ARESEP, realizada por IPSOS (*Institut de Publique Sondage d'Opinion Secteur*) durante los meses de octubre y noviembre de 2022, los usuarios del servicio de electricidad califican de forma general el servicio brindado con un valor de 8,5 sobre 10. El gráfico Nº 3 muestra otros resultados de la encuesta atinentes con la calidad del servicio eléctrico.



Este informe presenta los resultados del procesamiento y análisis efectuado por la Intendencia de Energía de los datos suministrados por las empresas distribuidoras en cumplimiento de las disposiciones normativas de la Autoridad Reguladora, en aras de velar por la calidad de la energía y mejora continua del servicio brindado a los abonados o usuarios finales.

Esta labor realizada por la Autoridad Reguladora beneficia a 1,91 millones de abonados según se puede apreciar en el siguiente cuadro Nº 1, que muestra la participación relativa de las distintas empresas eléctricas en la atención de la demanda nacional.

Cuadro Nº 1.
Cantidad de abonados servidos por empresa de distribución-2022

Empresa	Cantidad de Abonados	Participación porcentual (%)
ICE	871 345	44,98%
CNFL	603 984	31,18%
COOPELESCA	111 829	5,77%
JASEC	106 884	5,52%
ESPH	94 040	4,86%
COOPEGUANACASTE	89 941	4,64%
COOPESANTOS	50 942	2,63%
COOPEALFARORUIZ	8 005	0,41%
Total, de abonados	1 936 970	100,00%



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



2. Evaluación de la continuidad del suministro.

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 el grado de 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.

En la siguiente sección, se presentan los datos de los indicadores FPI y DPIR correspondientes al 2022, procesados, tanto en el ámbito nacional, como por empresa distribuidora.

2.1 Frecuencia promedio de interrupciones.

Durante el 2022 los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 6,98 interrupciones (1,07 menos en relación con el 2021), de las cuales, tal como se muestra en el gráfico Nº 4, se presentaron 0,75 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); 3,57 veces por causas externas (influencias medioambientales actividad humana y redes eléctricas externas); y 2,65 veces como consecuencia de causas internas (actividades de operación y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de la red de distribución eléctrica).

Gráfico Nº 4:

Frecuencia promedio de interrupción por abonado
Ámbito Nacional. 2022
Distribución temporal por origen de las interrupciones
(Veces)



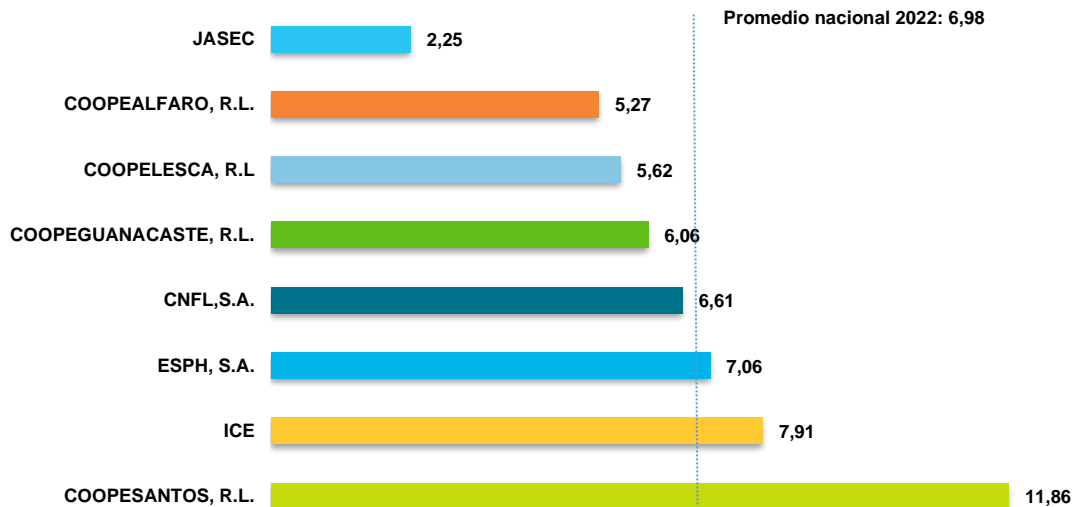
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.



En el gráfico Nº 5 se muestran los valores de la frecuencia promedio de interrupción por abonado para cada empresa, en relación con el valor promedio nacional. Del gráfico Nº 5 se observa que los usuarios de COOPESANTOS fueron los que experimentaron mayor cantidad de interrupciones durante el 2022 (11,86), seguidos por los usuarios de ICE (7,91) y ESPH. (7,06); por su parte los usuarios de la CNFL percibieron una cantidad de interrupciones (6,61) muy cercana al promedio nacional, mientras que los usuarios de las restantes empresas distribuidoras experimentaron frecuencias inferiores al promedio, siendo los usuarios de JASEC, los que menor frecuencia percibieron en el año (2,25).

Gráfico Nº 5

**Frecuencia promedio de interrupción por abonado
(Veces)
2022**



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

El gráfico Nº 6 muestra el origen de las fallas que suscitaron las interrupciones contempladas en la determinación de la frecuencia promedio de interrupción por abonado, en el ámbito nacional y para cada empresa distribuidora en particular.

Del gráfico se observa que, en promedio, la mayor cantidad de fallas se originan por causas de origen externo a la red eléctrica de cada empresa distribuidora; seguido por las causas de origen internas y finalmente, la menor cantidad se origina por fallas originadas en el servicio de transmisión del ICE (incluyendo la falta de abastecimiento por generación).

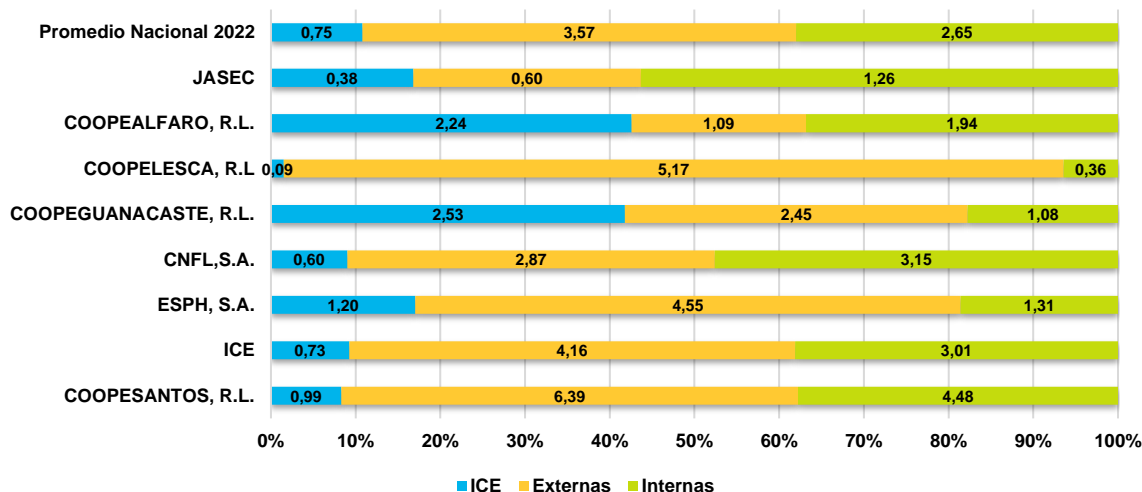
Cabe resaltar el caso de COOPEALFARORUIZ y COOPEGUANACASTE, que, según los datos suministrados por dichas empresas, durante el 2022, fueron las que, en términos absolutos, sufrieron más interrupciones originadas en la red de transmisión nacional o en el parque de generación del ICE. Por otro lado, es necesario mencionar el caso de



COOPELESCA, que presenta la menor afectación, tanto en términos absolutos como proporcional, de interrupciones originadas en la red de transmisión nacional y del parque de generación.

Gráfico № 6

Frecuencia promedio de interrupción por abonado
Distribución de origen de interrupciones
2022
(Veces)



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

En lo que respecta a las causas de origen interno, del gráfico № 6, resaltan la CNFL y JASEC, que porcentualmente, fueron las empresas distribuidoras que, durante el 2022, sufrieron más cantidad de interrupciones originadas por causas internas (actividades de operación y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, de la red de distribución); le siguen el ICE y COOPESANTOS con un valor absoluto de 3,01 y 4,48 interrupciones por causas de origen interno.

Por su parte, en relación con las causas de origen externo, COOPELESCA fue la empresa que experimento porcentualmente mayor cantidad de interrupciones de este tipo; le siguen en valores absolutos, COOPESANTOS, ESPH y el ICE.



2.2 Tiempo promedio de interrupción por abonado.

En cuanto al tiempo promedio de interrupción por abonado, durante el 2022, los usuarios del servicio público de electricidad experimentaron en promedio 8,37 horas (8 horas y 22 minutos) de interrupción en el suministro eléctrico de las cuales 0,58 horas (35 minutos) fueron producto de interrupciones en el servicio de transmisión del ICE; 5,01 horas (5 horas y 36 segundos) por causas de origen externo a la red de distribución nacional; y 2,78 horas (2 horas y 47 minutos) a consecuencia de las causas de origen interno, como se muestra en el gráfico Nº 7.

GRÁFICO Nº 7

Tiempo promedio de interrupción por abonado
Ámbito Nacional. 2022
Distribución por origen de las interrupciones
(Horas)



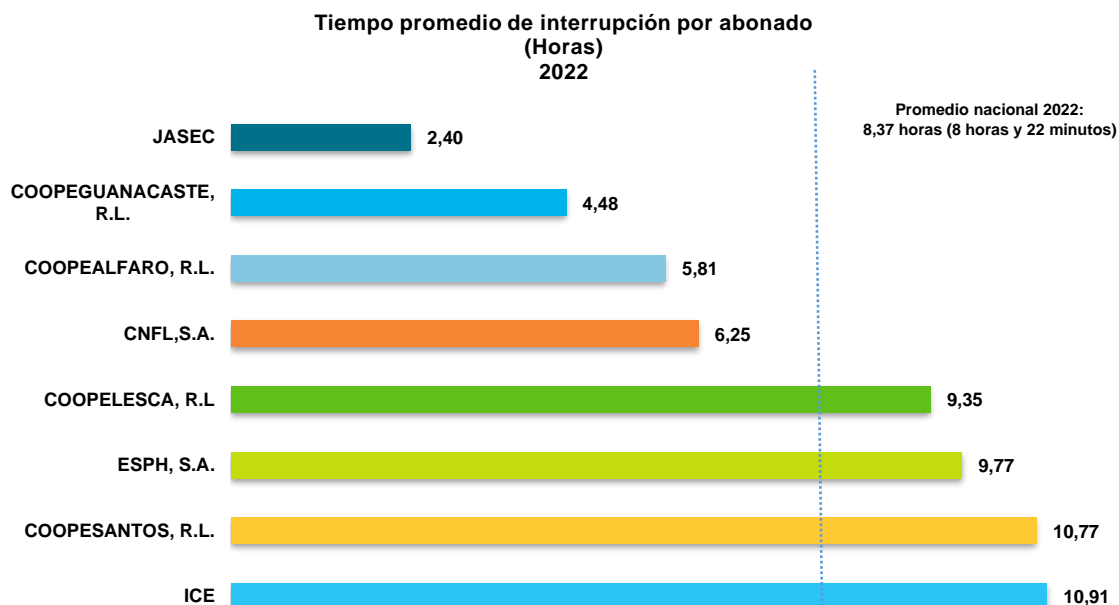
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Del gráfico Nº 7 se observa que un 59,9 % del tiempo de interrupción que experimentan los usuarios, se deben a eventos originados en situaciones externas a la red de distribución (interacción de la fauna, flora y condiciones ambientales con la red), un 33,2 % a situaciones de origen interno (operación y mantenimiento preventivo y correctivo) y un 6,9 % a situaciones originadas en la red de transmisión del ICE (incluyendo la generación).

El gráfico Nº 8 muestra los valores del tiempo promedio de interrupción por abonado para cada empresa distribuidora y el valor promedio nacional del periodo de estudio, en el que se observa que la mitad de las empresas se ubican con valores de tiempo de interrupción promedio superior al promedio nacional; los usuarios del ICE, COOPESANTOS, ESPH y COOPELESCA, experimentaron los mayores tiempos promedio de interrupción, situándose con valores por encima del promedio nacional. Por su parte los usuarios de JASEC, COOPEGUANACASTE, COOPEALFARO y CNFL, percibieron un tiempo promedio de interrupción inferior al promedio nacional, siendo JASEC la empresa con el menor tiempo promedio de interrupción.



Gráfico № 8



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

El gráfico № 9 muestra para cada empresa eléctrica distribuidora, el tiempo promedio de interrupción en el año de estudio y la correspondiente segregación por su origen.

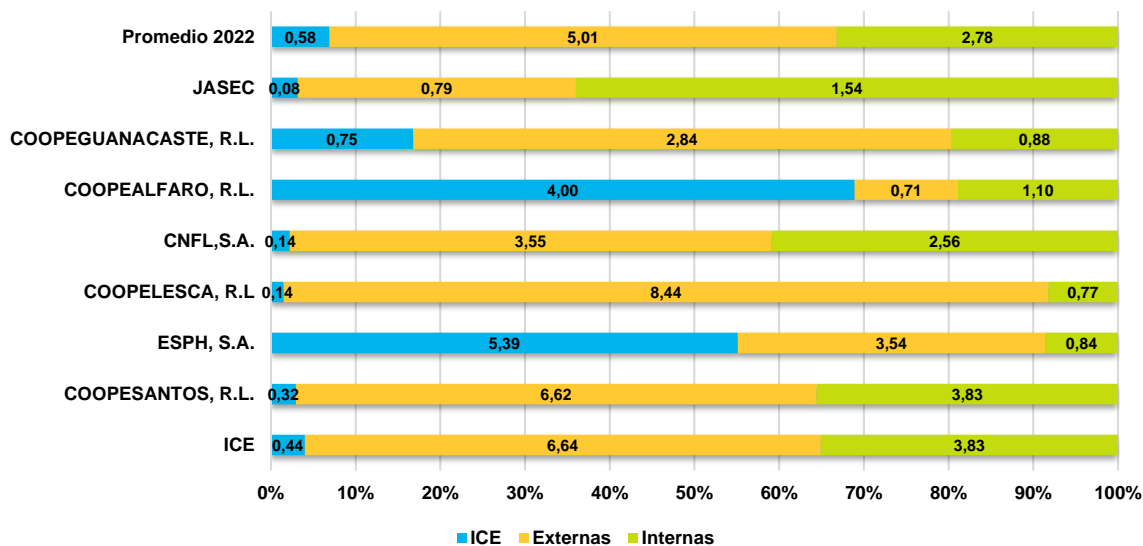
Se destaca que proporcionalmente, el mayor tiempo de interrupción se origina por causas externas a las redes eléctricas de las empresas; seguido por el tiempo originado por causas internas y finalmente el menor tiempo se origina a causa de fallas o problemas en el servicio del ICE de transmisión y generación.

En el gráfico anterior, se observa que los abonados más afectados, tanto en valores absolutos como proporcionalmente, por interrupciones en la red de transmisión nacional en el 2022 fueron los de las empresas distribuidoras COOPEALFARO y ESPH; los más afectados por causas externas fueron COOPELESCA, COOPESANTOS, ICE y CNFL; y por causas internas los del ICE, COOPESANTOS, CNFL y JASEC.



GRÁFICO Nº 9

**Tiempo promedio de interrupción por abonado
Distribución de orígenes de interrupciones
(Horas)**



FUENTE: INTENDENCIA DE ENERGÍA A PARTIR DE DATOS SUMINISTRADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.

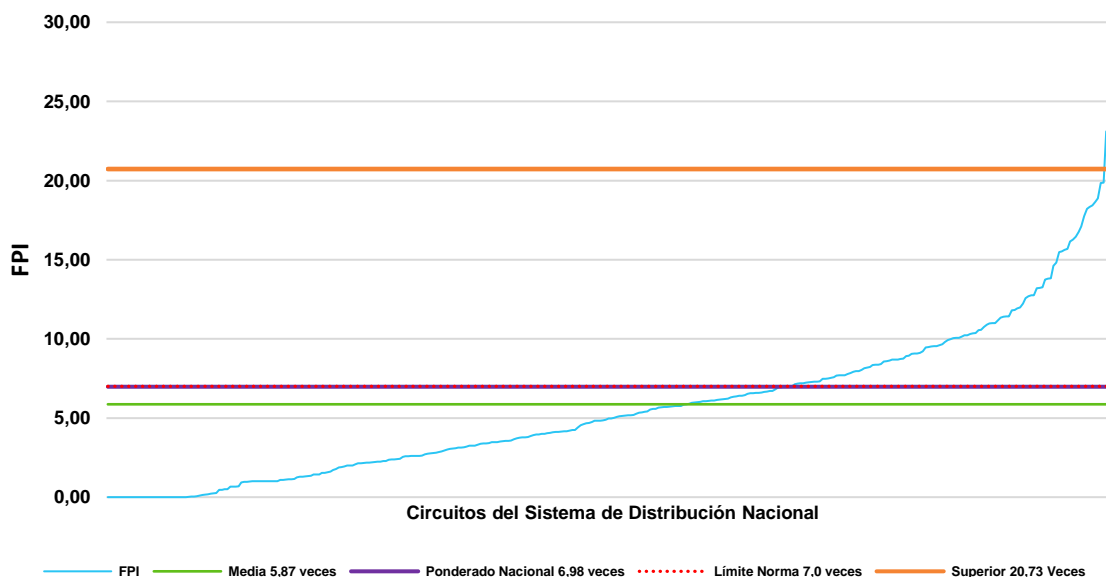


2.3 Comparación del DPIR y del FPI con los valores normativos.

A continuación, el gráfico Nº 10 muestra el comportamiento de todos los circuitos que conforman la red de distribución nacional, para el FPI. Se destaca con una línea verde el límite superior (LSC) de control para los datos del 2022, ya que, dado la particularidad del indicador, lo que se encuentre por debajo de este (incluso bajo el límite inferior de control) es lo recomendable, desde el punto de vista de los criterios “6 Sigma”. Los resultados históricos, gráficos y límites de control, se abordan con mayores detalles a continuación:

GRÁFICO Nº 10

**Comportamiento del FPI por circuito en relación con:
Promedio ponderado nacional, promedio simple y límite superior de control
2022**



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

El gráfico Nº 10 muestra el valor del indicador FPI, durante el 2022, para cada uno de los circuitos que conforma la red eléctrica de distribución nacional (línea azul) que, al visualizarla respecto a los valores de referencia, se advierte la existencia de importancias brechas geográficas. Para ello se utilizan las siguientes referencias: el límite establecido en la norma AR-NT-SUCAL (línea roja de puntos), el valor medio del indicador del total de circuitos (línea verde fina), el valor promedio ponderado nacional del indicador (línea morada); y el límite de control, línea gruesa en color naranja (media +3 σ). Nótese que para el 2022 el valor promedio nacional (6,98) fue prácticamente el límite de referencia de la norma (7,00)



Del análisis de los datos fuente de la construcción del gráfico anterior, se tiene que, el 56,6 % de los circuitos presentaron durante el 2022 una frecuencia de interrupciones inferior a la media de 5,87 veces, el 67,6 % una frecuencia inferior al límite de norma de 7,00 veces, el 67,6 % una frecuencia inferior al promedio ponderado anual de 6,98 veces y 98,6 % una frecuencia inferior al límite de control estadístico de 20,73 veces.

Por su parte, el análisis de los datos fuente del gráfico N° 10, indica que las empresas distribuidoras con mayor cantidad de circuitos con un FPI por encima de la media de todos los circuitos fueron: COOPESANTOS (7 de 8 circuitos, 87,5 %), COOPELESCA (15 de 20 circuitos, 75,0 %), ICE (92 de 153 circuito, 60,1 %) y COOPRALFARORUIZ (2 de 4 circuitos, 50,0 %), les siguen COOPEGUANACASTE (4 de 13 circuitos, 30,8 %), CNFL (35 de 133 circuitos, 26,3 %), ESPH (3 de 15 circuitos, 20,0 %) y JASEC (0 de 18 circuitos, 0,0 %).

En relación con el promedio ponderado nacional de 6,98 veces, se tiene que las empresas distribuidoras obtuvieron los siguientes porcentajes de sus circuitos con valores del FPI por encima del promedio: COOPESANTOS (7 de 8 circuitos, 87,5 %), ICE (65 de 153 circuitos, 42,5 %), COOPELESCA (6 de 20 circuitos, 30,0 %), CNFL (35 de 133 circuitos, 26,3 %), ESPH (3 de 15 circuitos, 20,0%), COOPEGUANACASTE (1 de 13 circuitos, 7,7%), JASEC (1 de 18 circuitos, 5,6%) y COOPEALFARORUIZ (0,0 %).

Por último, el ICE y la CNFL fueron las empresas distribuidoras que presentaron circuitos con valores del FPI por encima del límite de control de 20,73 veces (4 y 1 circuitos, respectivamente).

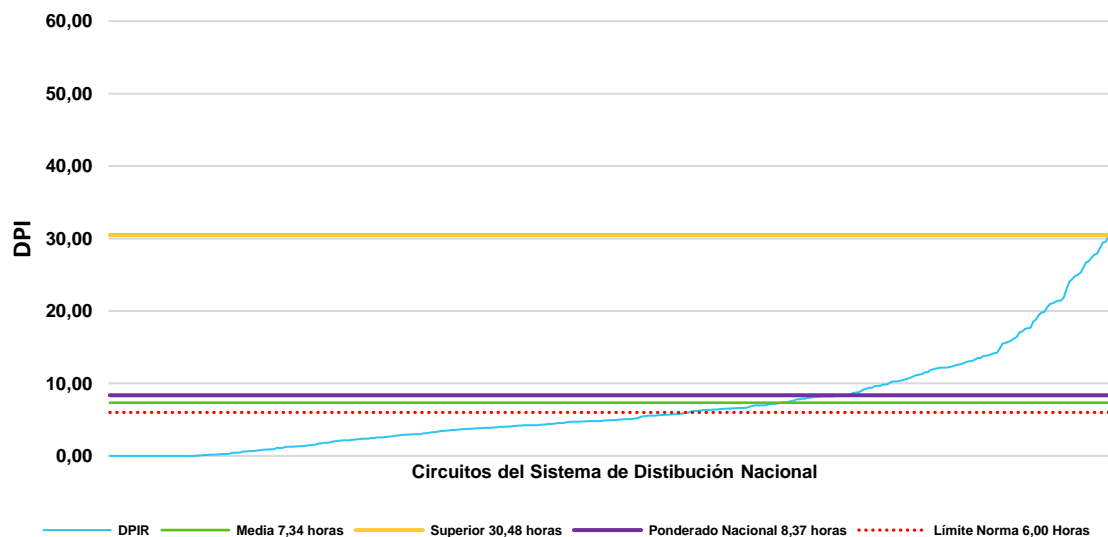
Esto refleja que, dentro de una misma empresa distribuidora, no todos los abonados están recibiendo una continuidad del servicio similar. En algunas empresas distribuidoras, existen variaciones considerables del triple o hasta 8 veces la cantidad de interrupciones entre un circuito y otro

En lo que respecta al tiempo promedio de interrupción por abonado, en el gráfico N° 11 se muestra el valor del indicador DPIR para cada uno de los circuitos, durante el 2022, que conforma la red eléctrica de distribución nacional (línea azul), para su comparación con el límite establecido en la norma AR-NT-SUCAL (línea roja de puntos), el valor medio del indicador del total de circuitos (línea verde), el valor promedio ponderado nacional del indicador (línea morada); y en anaranjado el límite de control (media $+3\sigma$).



GRÁFICO Nº 11

**Comportamiento del DPI por circuito en relación con:
Promedio ponderado nacional, promedio simple y límite superior de control
2022**



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

De análisis de los datos fuente para la construcción del gráfico Nº 11 se tiene que, el 66,5 % de los circuitos presentaron durante el 2022 un tiempo promedio de interrupción inferior a la media de 7,34 horas (7 horas, 18 minutos), el 57,4 % un tiempo inferior al límite de norma de 6,0 horas, el 72,8 % un tiempo inferior al promedio ponderado anual de 8,37 horas (8 horas, 22 minutos) y 92,9 % un tiempo inferior al límite de control estadístico de 30,48 horas (30 horas, 29 minutos).

Las empresas distribuidoras con mayor cantidad de circuitos con un DPIR por encima de la media de todos los circuitos fueron: ICE (77 de 153 circuitos, 50,3 %), COOPESANTOS (6 de 8 circuitos, 75,0 %), COOPELESCA (11 de 20 circuitos, 55,0 %), COOPEALFARORUIZ (1 de 4 circuitos, 25,0 %), CNFL (25 de 133 circuitos, 18,8 %).

En relación con el promedio ponderado nacional de 8,37 horas (8 horas, 22 minutos), se tiene que las empresas distribuidoras obtuvieron los siguientes porcentajes de sus circuitos con valores del DPIR por encima del promedio: ICE (68 de 153 circuitos, 44,4 %), COOPESANTOS (5 de 8 circuitos, 62,5 %), COOPELESCA (9 de 20 circuitos, 45,0 %) y CNFL (17 de 133 circuitos, 12,8 %).

Ante estas particularidades, es importante que las empresas distribuidoras efectúen análisis de confiabilidad a estos circuitos, identificando las causas-raíz de esos valores de continuidad; en Costa Rica existe una gran diversidad de condiciones

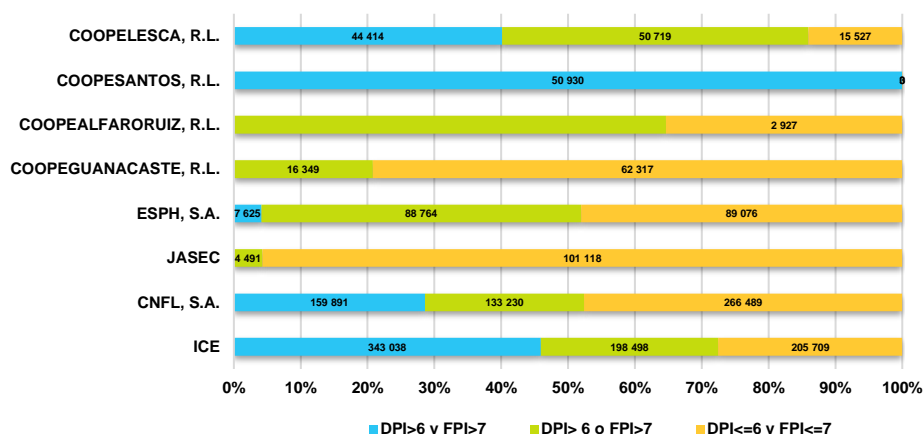


geográficas, ambientales y poblacionales, y por tanto debe precisarse si se debe a factores que pueden ser intervenidos y mejorados, o si existen limitaciones de índole técnico-económico que dificulten la mejora de estos circuitos, en cuyo caso, deben aplicarse los mecanismos de compensación al usuario que corresponda.

Teniendo esto en consideración y partiendo de los valores de referencia establecidos en la norma o reglamento técnico regulatorio vigente AR-NT-SUCAL, a continuación, se presenta el gráfico Nº 12 que muestra la cantidad y porcentaje de abonados de cada empresa distribuidora, cuyas condiciones de calidad durante el 2022, en relación con los indicadores de continuidad FPI y DPIR, se ubicaron con ambos valores mayores a los establecidos, con uno mayor a los establecidos, o con ambos iguales o menores a los establecidos.

GRÁFICO Nº 12

**Condiciones DPI y FPI con respecto a valores de referencia
Distribución de usuarios por empresa
2022**



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

Del gráfico Nº 12 es posible notar que existe una diferencia importante entre las empresas distribuidoras, en especial en el porcentaje de abonados en que, el tiempo y la frecuencia superan los límites de referencia establecidos en la normativa vigente. Destaca el caso de COOPEALFARORUIZ, empresa distribuida en la que sus abonados recibieron, durante el 2022, un servicio con tiempo promedio de interrupción y con frecuencia de interrupción con valores iguales o menores a los valores normativos o con uno de los valores superiores a los de referencia, es decir, ninguno de sus abonados recibió un servicio con ambos indicadores fuera de norma.



De igual manera destaca el caso de COOPEGUANACASTE, en el que ninguno de sus abonados percibió, valores fuera de norma para ambos indicadores de manera simultánea y el caso de COOPESANTOS en el que todos los abonados experimentaron indicadores por encima de los de referencia normativa.

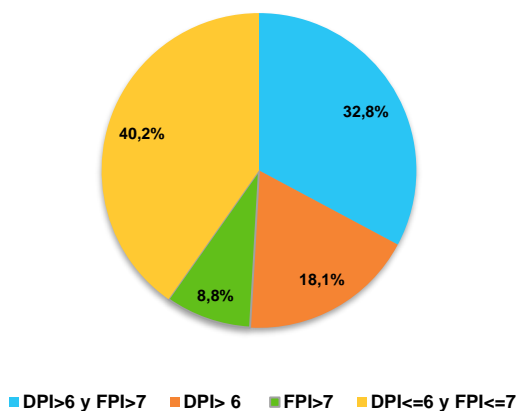
Para visualizar cuáles circuitos se encuentran con ambos indicadores, ya sea por encima o por debajo de los valores normativos de referencia, se detalla en los anexos A y B la lista de circuitos de cada caso, ordenados por empresa y según la desviación respecto a los valores normativos de referencia.

Es recomendable, que las empresas distribuidoras, den un seguimiento a los circuitos en los que no se está consiguiendo cumplir con las referencias normativas de continuidad del servicio.

Para visualizar la perspectiva nacional del servicio respecto a la cantidad de abonados y su continuidad respecto a los valores normativos de referencia, se presenta el siguiente gráfico Nº13:

GRÁFICO Nº 13

**Distribución porcentual de abonados según condiciones de
continuidad
2022**



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

En el gráfico anterior es posible notar que un 32,8 % de los abonados, durante el 2022, tuvieron un suministro de energía con ambos de los dos parámetros de continuidad (DPIR y FPI) fuera del valor normativo de referencia, un 40,2 % fue servido con ambos parámetros de continuidad igual o por debajo de los valores normativos de referencia. Por otro lado, un 8,8 % recibió durante el 2022 el servicio con una frecuencia de interrupción por encima del valor normativo, pero con un



tiempo promedio por debajo del valor normativo; y finalmente un 18,1 % de los abonados fueron servidos con un tiempo promedio mayor al normativo de referencia, pero con una frecuencia promedio de interrupciones, menor al valor de referencia normativo.

Ante este panorama, es obligatorio que cada empresa distribuidora realice un análisis para identificar las causas que ocasionan que los indicadores de continuidad de algunos de sus circuitos tengan valores superiores de referencia normativos, y a partir de lo anterior, proceder con las acciones concretas en los que lo ameritan, así como la identificación de limitantes o imposibilidades técnico-económicas.



2.4 Otros indicadores de continuidad.

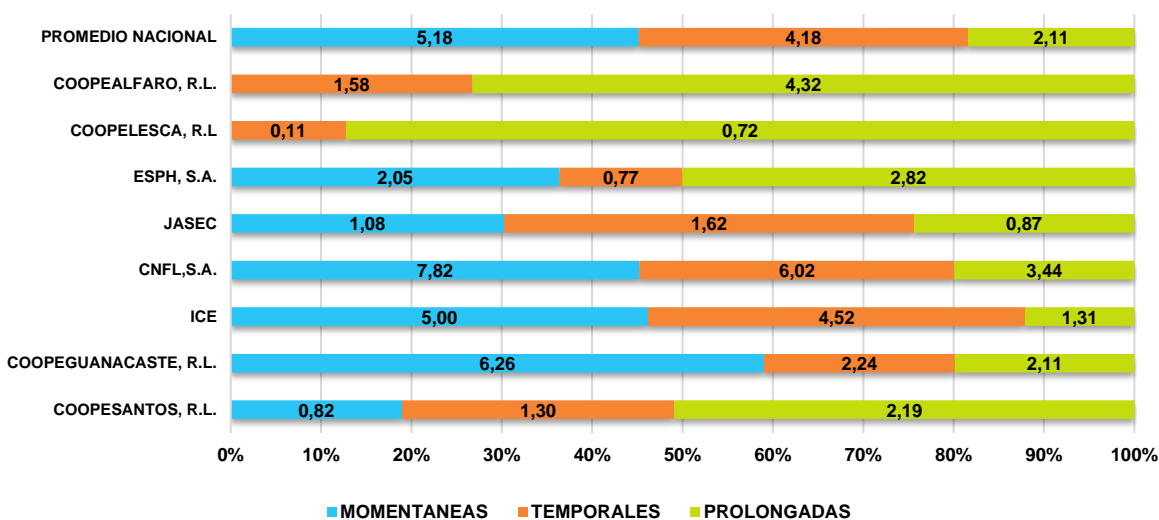
De manera complementaria a los indicadores globales analizados en los apartados 1.1 y 1.2, la continuidad del suministro eléctrico también se evalúa por medio de tres indicadores individuales: “Frecuencia de interrupciones momentáneas (FIM)”, “Frecuencia de interrupciones temporales (FIT)”, “Frecuencia 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.

Del gráfico Nº 14, se observa que en promedio cada usuario del servicio eléctrico experimentó 11,46 interrupciones en el suministro eléctrico, de las cuales 5,18 fueron interrupciones momentáneas (con una duración menor o igual a un minuto), 4,18 temporales (con una duración superior a un minuto e inferior o igual a cinco minutos) y 2,11 prolongadas (con una duración superior a cinco minutos).

GRÁFICO Nº 14

Frecuencia de interrupciones momentáneas, temporales y prolongadas
Datos nacionales.2022



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

De igual forma de la observación del gráfico Nº 14, destacan las empresas distribuidoras COOPEALFARORUIZ y COOPELESCA, cuyos usuarios, según los



datos reportados por ellas, no experimentaron interrupciones momentáneas durante el 2022; el ICE, CNFL y COOPEGUANACASTE, cuyos usuarios experimentaron gran cantidad de interrupciones momentáneas y muy por encima del promedio nacional para CNFL y COOPEGUANACASTE; e ICE. CNFL y JASEC, cuyos usuarios porcentualmente fueron los que percibieron mayor cantidad de interrupciones temporales.

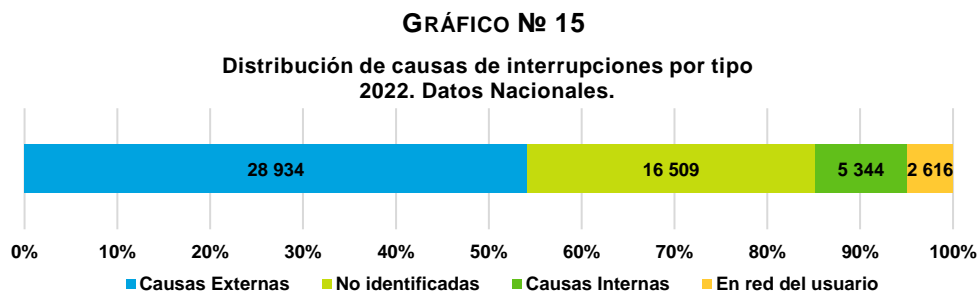
En lo que respecta a interrupciones temporales y en valores absolutos, resulta importante mencionar que los abonados de ICE y CNFL, experimentaron una cantidad superior al promedio nacional (4,52 y 6,02 respectivamente). Los abonados de las restantes empresas distribuidoras percibieron una cantidad de interrupciones temporales inferior al promedio nacional.

Por su parte, los abonados de ICE, JASEC y COOPELESCA, experimentaron una cantidad de interrupciones prolongadas inferior al promedio nacional, mientras que los abonados de COOPEALFARO y los de la CNFL, fueron los que percibieron una cantidad de interrupciones por encima del promedio nacional.

2.5 Análisis de causas de interrupciones.

De acuerdo con los datos aportados por las empresas distribuidoras, durante el 2022, se dieron un total de 53 403 eventos en la red eléctrica nacional, que provocaron la interrupción del suministro eléctrico a uno o más abonados.

El gráfico Nº 15, muestra el origen de las causas de las interrupciones del suministro eléctrico contabilizadas durante el 2022, tanto las originadas en la red de distribución eléctrica nacional (34 278), que comprende las suma de las de origen interno (5 344) y externo (28 934), como las que se originaron en la red de la empresa distribuidora, por interacción de su red con la de los usuarios que presentaban daños (2 616), y las de origen no identificado (16 509).



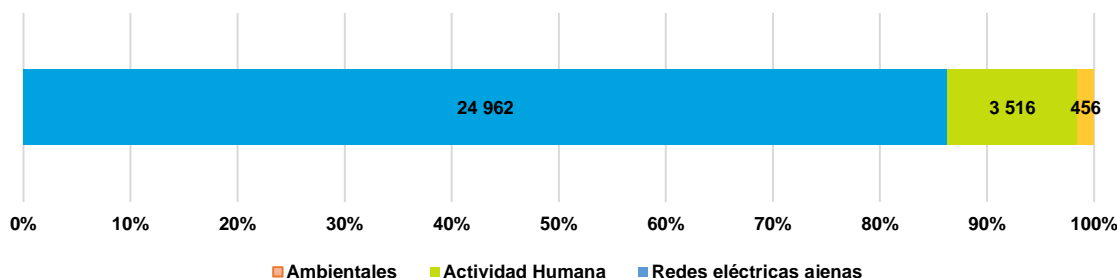
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.



Del total de perturbaciones asociadas a la continuidad del servicio (interrupciones) reportadas por los usuarios, 53,8 % estuvieron asociadas con causas externas a la red, 9,9 % se originaron por causas internas, 30,7 % se atribuyen a causas de origen no identificado y 4,9 % se presentaron a consecuencia de daños en la red interna de los inmuebles de los abonados; cabe mencionar que 0,8 % de las perturbaciones reportadas fueron falsas.

GRÁFICO Nº 16

Detalle de cantidad de causas externas de interrupciones
2022. Datos Nacionales.

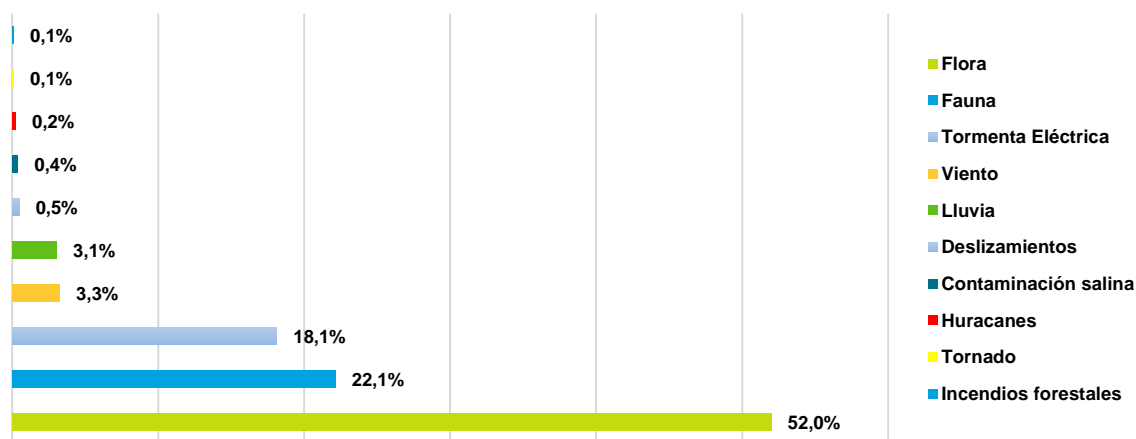


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El gráfico Nº 16 muestra el detalle por tipo de las causas externas de las interrupciones. Se observa que un 86,3 % de estas ocurren por influencia medio ambiental (lluvia, viento, flora, fauna, etc.) sobre la red eléctrica, 12,2 % por la influencia de actividades humanas y solo un 1,6 % por la influencia de redes eléctricas externas a la infraestructura propia de las empresas distribuidoras.

GRÁFICO Nº 17

Detalle de causas ambientales de interrupciones
2022. Datos Nacionales.



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



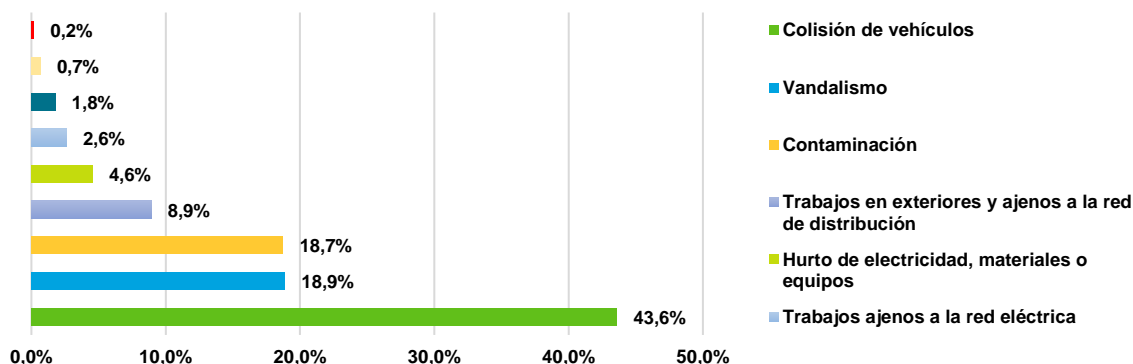
En el gráfico Nº 17 se detalla las causas ambientales de las interrupciones en el que se observa que, de las interrupciones atribuidas a fallas ambientales (en total 24 962), la mayoría se debieron al contacto de flora (52,0 %) y fauna (22,1 %) con la red eléctrica de la empresa distribuidora, la actividad eléctrica de origen atmosférico (18,1 %) y la acción de vientos (3,3 %) y lluvia (3,1 %), entre otros.

En el análisis en torno a las causas ambientales, es importante vincular las zonas y circuitos donde se da esta incidencia de eventos por fauna, para el adecuado direccionamiento de las medidas indicadas en la directriz MINAE- Nº13-2018. En el anexo C se listan 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 2022, el gráfico Nº 18 muestra que, la colisión de vehículos contra los postes del tendido eléctrico fue la causa de mayor incidencia (43,6 %).

GRÁFICO Nº 18

**Detalle de causas de interrupciones por actividad humana
2022. Datos Nacionales.**



FUENTE: INTENDENCIA DE ENERGÍA A PARTIR DE DATOS SUMINISTRADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.

Otras causas internas de interrupciones fueron: el vandalismo (18,9 %), la contaminación (18,7 %), trabajos ajenos a la red de distribución (8,9 %) y el hurto de electricidad, materiales o equipos (4,6 %), entre otros.

Dado que históricamente la colisión de vehículos contra las estructuras de soporte de la red de distribución ha sido la actividad humana con más afectación en la continuidad del servicio eléctrico, es recomendable que las empresas distribuidoras identifiquen geográficamente los puntos donde se dan este tipo de situaciones y en aquellos en que exista reincidencia, valorar el costo de las reparaciones y energía no servida respecto a diferentes medidas de mitigación aplicables para este riesgo.

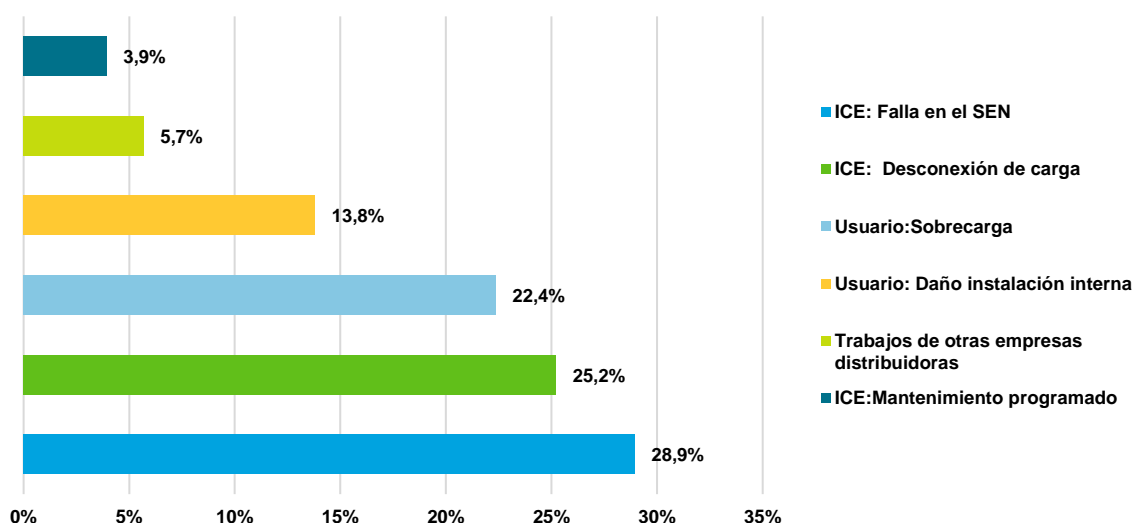


En el anexo D se listan los circuitos con mayor cantidad de incidencias de este tipo durante 2022.

Del total de interrupciones por influencia de redes eléctricas, ajenas a la red de distribución nacional (456), el gráfico Nº 19 muestra que el 28,9 % (132) se debió a fallas a nivel de transmisión y generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), un 25,2 % (115) a desconexión de carga por requerimiento del SEN, un 22,4 % (102) a sobrecarga en las redes eléctricas de los abonados, un 13,8 % (63) a daños en la instalación interna de los usuarios, un 5,7 % (26), por la influencia de trabajos en redes de otras empresas distribuidoras y un 3,9 % a mantenimientos programados del ICE.

GRÁFICO Nº 19

**Detalle de causas de interrupciones por influencias de redes externas
2022. Datos Nacionales.**



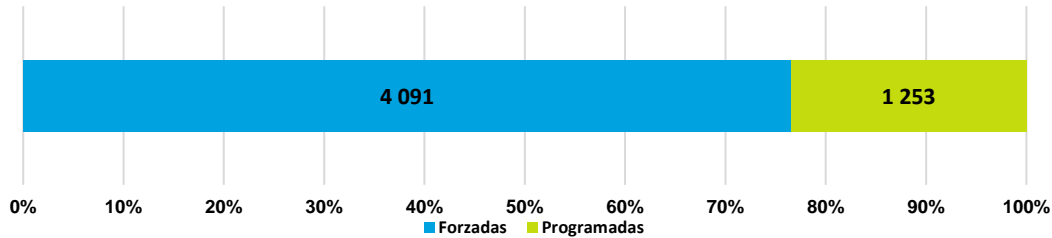
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

El gráfico Nº 20, muestra el detalle de las causas internas de interrupciones. Del total de causas internas (5 344), un 76,5 % (4 091) se debieron a condiciones forzadas (fallas en la infraestructura eléctrica de la empresa) y un 23,5 % (1 253) a situaciones programadas de mantenimiento preventivo y correctivo.



GRÁFICO Nº 20

Detalle de cantidad de causas internas de interrupciones
2022. Datos Nacionales.

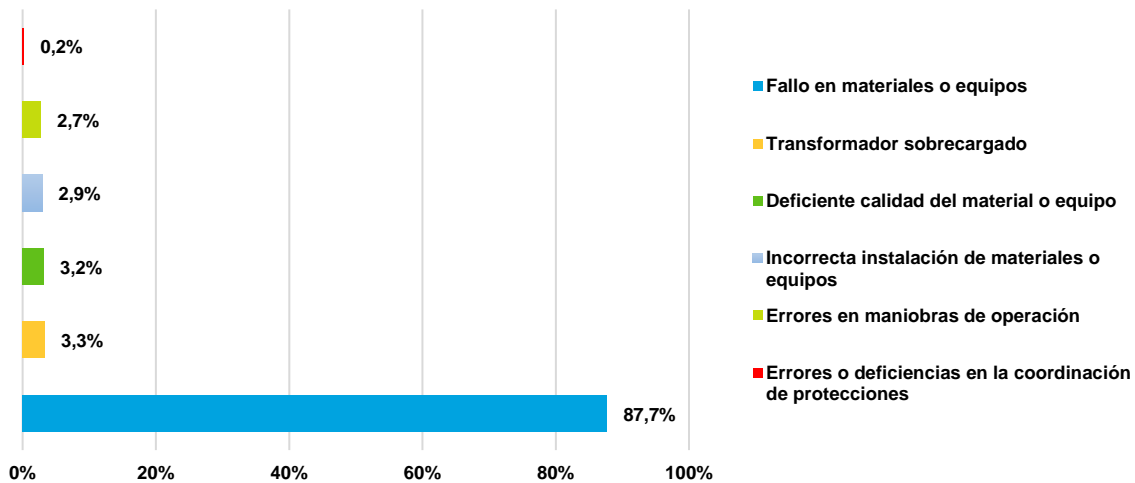


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

El gráfico Nº 21 muestra el detalle de las causas de interrupciones, originadas por situaciones forzadas. En el periodo de estudio la principal causa de las interrupciones originadas por situaciones forzadas fue el fallo de materiales o equipos (87,7 %), seguido por transformadores sobrecargados (3,3 %), deficiente calidad de materiales o equipo (3,2 %) e incorrecta instalación de materiales o equipos (2,9 %), entre otras causas.

GRÁFICO Nº 21

Detalle de causas de interrupciones forzadas
2022. Datos Nacionales.



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

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 2022, el tiempo promedio de atención fue de 3,88 horas (3 horas y 53 minutos), segregado de la siguiente manera: organización para la atención de la perturbación 1,88 horas (1 hora y 53 minutos), desplazamiento



hacia el lugar 0,82 horas (49 minutos), localización de la avería o falla en la red 0,13 horas (8 minutos) y reparación de daño 1,05 horas (1 hora y 3 minutos).

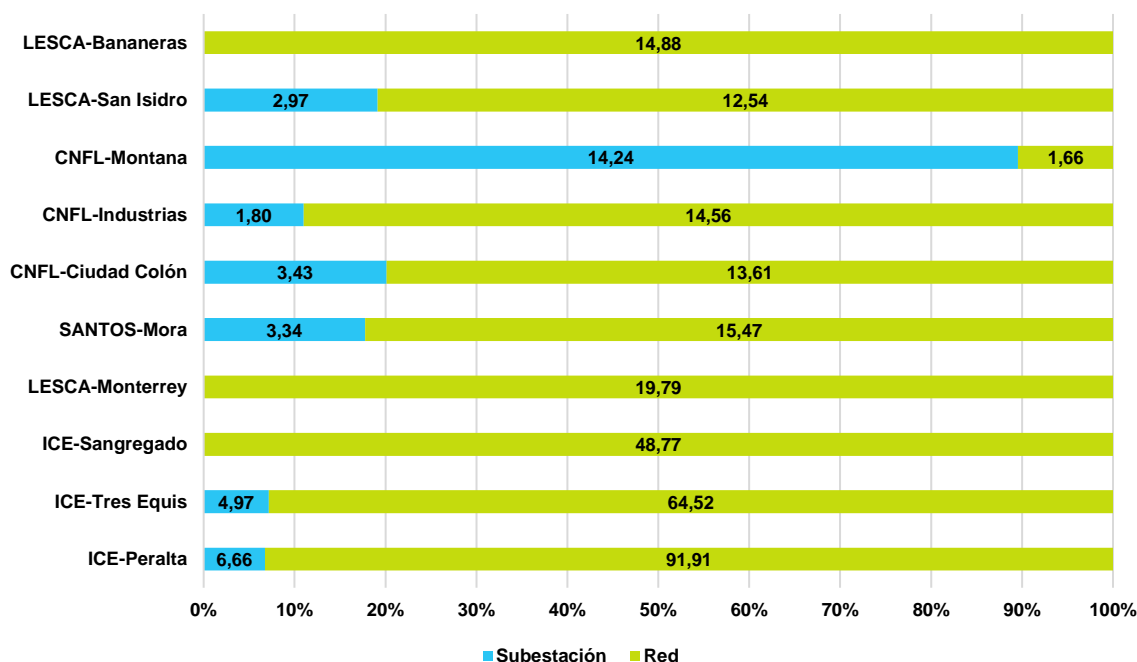


2.6 Análisis de los 10 circuitos de DPIR más alejado del promedio nacional.

El gráfico Nº 22 muestra la composición del tiempo promedio por abonado de los 10 circuitos más alejados del valor promedio nacional durante el año 2022. Este apartado, como se indicó, advierte la existencia de brechas geográficas que las empresas eléctricas deben atender como prioridad. La intervención integral de estos circuitos, a manera de ejemplo, es condición necesaria para enfrentar las causas estructurales que explican estos resultados extremos que, por su naturaleza, implican que los abonados de estos circuitos pagan tarifas que no son consistente con la calidad del servicio que están recibiendo.

GRÁFICO Nº 22

Muestra de circuitos con con DPI más alejados del valor promedio nacional
Composición del DPI: DAI y RED. Año 2022



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

En el gráfico Nº 22, se observa que a excepción del circuito Montana, el valor del DPIR de los circuitos, en general, está compuesto mayormente por interrupciones ocurridas a lo largo de la red y que fueron, en principio, debidamente aisladas por los sistemas de protección que evitaron que la interrupción del servicio afectara a la totalidad de los abonados servidos a través de esos circuitos. Resulta de interés señalar que en los circuitos Sangregado, Monterrey y Bananeras, no se presentaron interrupciones a nivel de los interruptores de salida en subestación, sino que todas



se dieron a lo largo de la red. En ese contexto, se tiene que de las 48,77 horas (48 horas y 46 minutos), 19,79 horas (19 horas y 47 minutos) y 14,88 horas (14 horas y 53 minutos) de interrupción que experimentaron los usuarios de los circuitos Sangregado, Monterrey y Bananeras respectivamente, el 100 % de las interrupciones no afectaron a la totalidad de abonados del circuito. No obstante, la duración y cantidad de usuarios afectados por las interrupciones en estos circuitos fueron de tal magnitud que, repercutieron significativamente en el valor del tiempo promedio de interrupción por abonado del circuito, sobre todo para los abonados del circuito Sangregado.

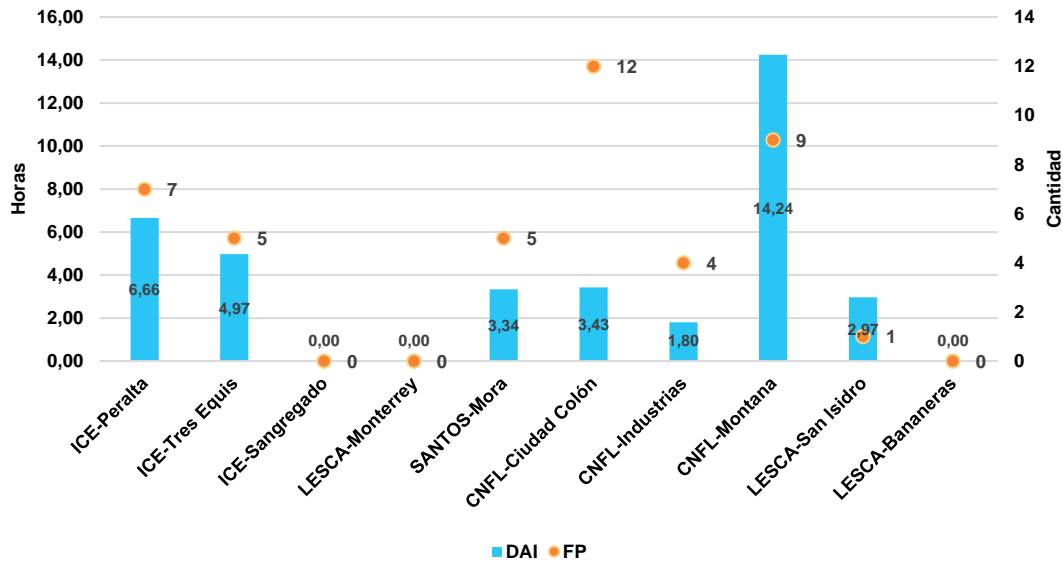
Es importante señalar que una situación en la que el DAI sea mucho menor en comparación con el DPIR podría mostrar un mejor grado de selectividad del circuito, ya que refleja que la empresa eléctrica de alguna manera manual o automáticamente logra aislar la afectación de las averías, de forma tal que las interrupciones asociadas a ellas no afecten a la totalidad del circuito y, por ende, no afecta la totalidad de abonados servidos por ese circuito.

En contraste con lo anterior, se tiene el caso del circuito Montana de la CNFL, cuyos abonados experimentaron valores de DPIR con un gran componente de tiempo de interrupción que afectó a la totalidad de los abonados del circuito. Del total de horas de interrupción que en promedio cada usuario de este circuito experimentó, cerca del 90%, se debieron a interrupciones que afectaron a la totalidad de los usuarios servidos a través de ese circuito.



Gráfico N° 23.

Relación tiempo de interrupción acumulado (DAI) vs cantidad de interrupciones prolongadas (FP) 2022



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

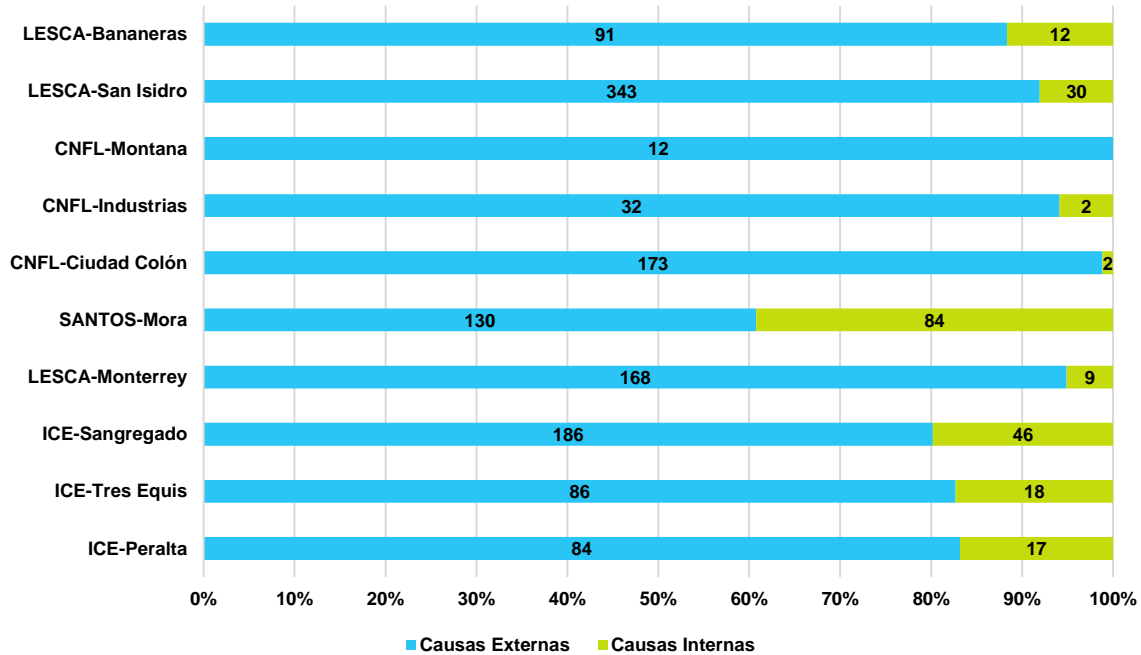
En el gráfico N° 23 se muestra en el eje de la izquierda la cantidad de horas de interrupción (indicadas con barras), que experimentaron los usuarios a causa de interrupciones que afectaron a la totalidad de los servicios servidos por los respectivos circuitos y en el eje de la derecha la cantidad de interrupciones prolongadas (mayores a 5 minutos e indicadas con puntos), que sucedieron a nivel de subestación de tales circuitos.

Del gráfico se observa que el circuito Ciudad Colón fue el que presentó mayor cantidad de interrupciones prolongadas (12), las que generaron un tiempo de interrupción de 3,43 horas (3 horas y 26 minutos); le siguen los circuitos Montana y Peralta con 9 y 7 eventos que ocasionaron 14,24 horas (14 horas y 14 minutos) y 6,66 horas (6 horas y 40 minutos) de interrupción del servicio, respectivamente.



GRÁFICO Nº 24

**Orígenes de causas de interrupciones por circuito
2022**



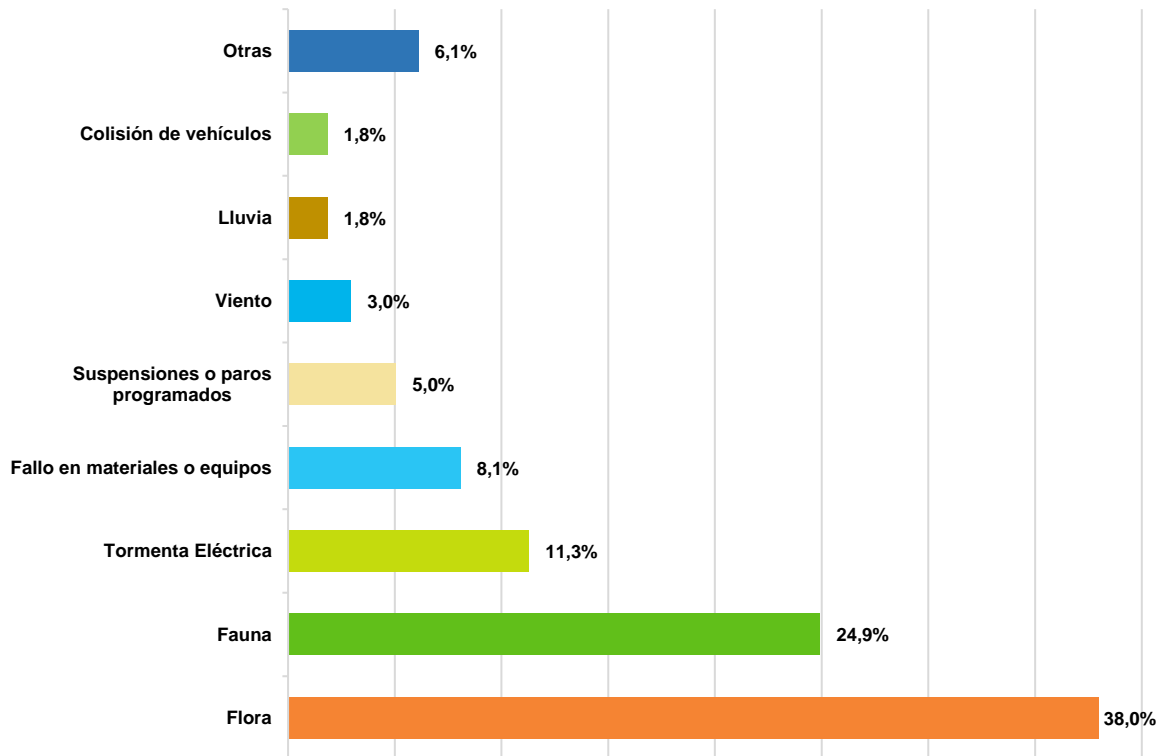
Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En lo que respecta al origen de las causas de las interrupciones mayores a cinco minutos, que afectaron al menos a un abonado servido por los circuitos analizados, el gráfico Nº 24, muestra que, las causas de origen externo fueron las de mayor prevalencia.



GRÁFICO Nº 25

**Detalle de causa de las interrupciones
2022**



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

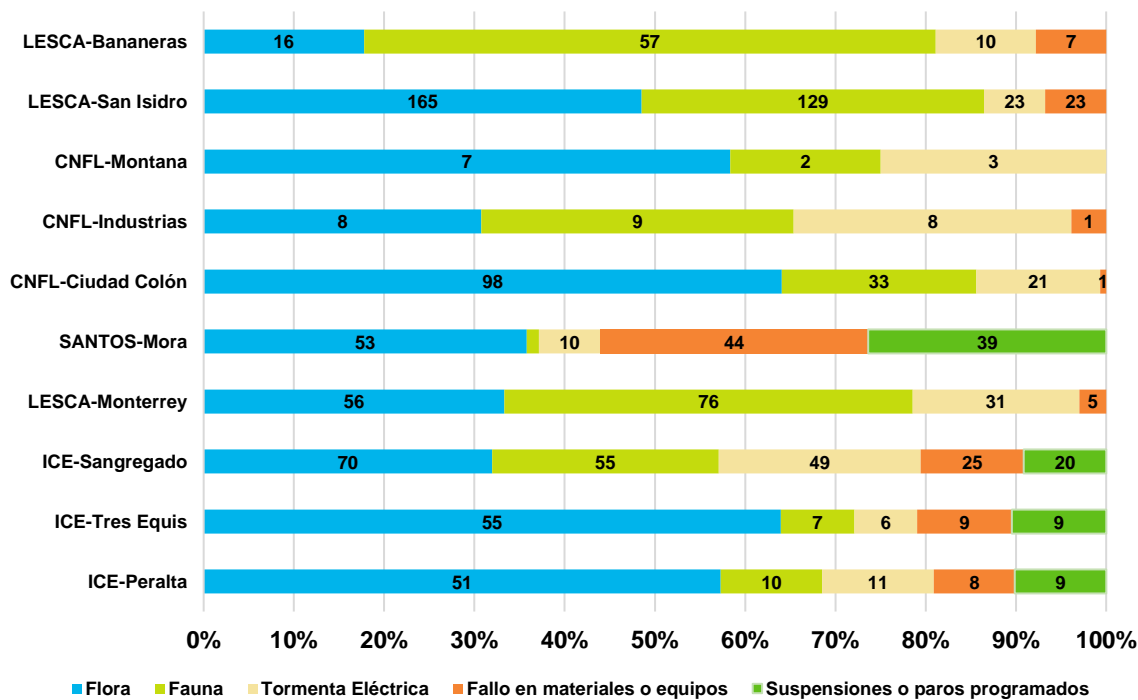
En el gráfico Nº 25 se muestra que la principal causa de las interrupciones que se produjeron en estos circuitos fue el contacto de la flora con las redes (38,0 %), seguido por el contacto de la fauna con las redes (24,9 %), tormenta eléctrica (11,3 %), por fallo en materiales o equipos (8,1 %), suspensiones o paros programados (5,0 %), viento (3,0 %) , lluvia (1,8 %), colisión de vehículos (1,8 %) y otras.

Los datos anteriores evidencian que, mediante una buena práctica de mantenimiento de los linderos en los trayectos de las redes eléctricas y el establecimiento de controles para evitar o mitigar el fallo de materiales y equipos, se pudo haber logrado reducir la cantidad de interrupciones en el servicio eléctrico en los circuitos bajo análisis en un 46,0 %, durante el 2022.



Gráfico Nº 26

Detalle de causas de interrupciones por circuito 2022



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

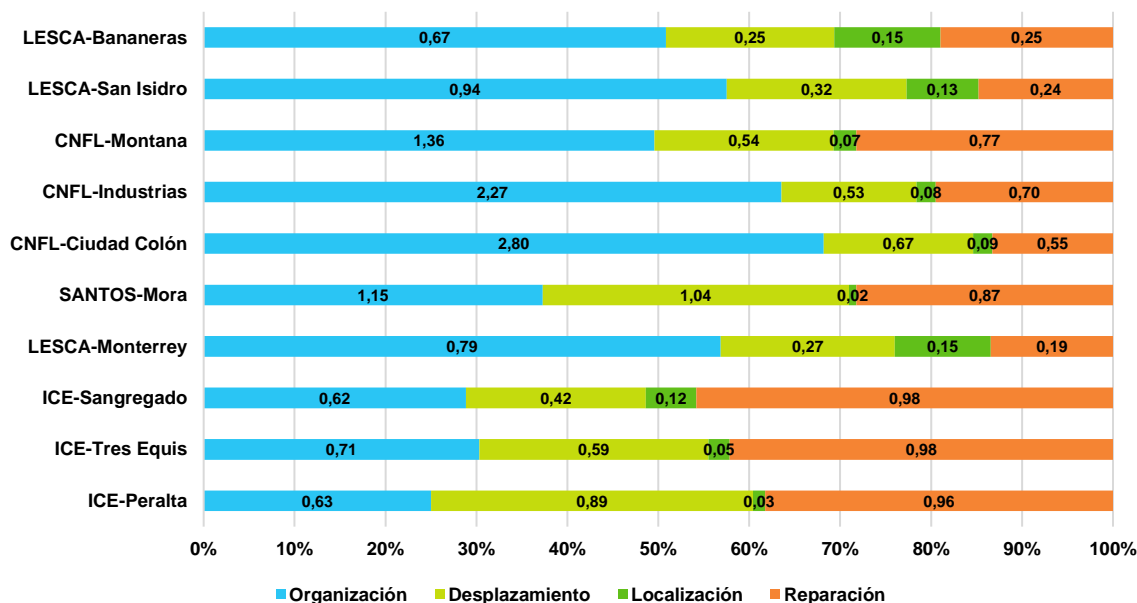
El análisis de las interrupciones refleja que el 87,3 % de ellas se deben principalmente a cinco causas. En el contexto anterior, el gráfico Nº 26, muestra el detalle e impacto de esas causas de interrupciones para cada uno de los circuitos estudiados.

El gráfico Nº 26 muestra que una buena práctica de mantenimiento de los linderos en los trayectos de las redes eléctricas, la instalación de dispositivos que limiten la interacción de la fauna con la red y el establecimiento de controles para evitar o reducir el fallo de materiales y equipos, hubieran reducido considerablemente las interrupciones durante el 2022 en los circuitos en estudio.



Gráfico No 27

Distribución de tiempos por actividades para la atención de interrupciones
2022



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

En cuanto a la logística para atender las interrupciones, el gráfico No 27 muestra el tiempo promedio que tardaron las empresas distribuidoras en atender las interrupciones del servicio suscitadas durante el 2022 en los circuitos bajo estudio.

Del gráfico se observa que un gran porcentaje del tiempo promedio de atención de las interrupciones para cada circuito se debió a la preparación de la logística (entre un 25,0 % a un 68,2 %), seguido por el tiempo de reparación y finalmente por el tiempo de desplazamiento. El tiempo de localización promedio fue prácticamente despreciable en comparación con los demás.

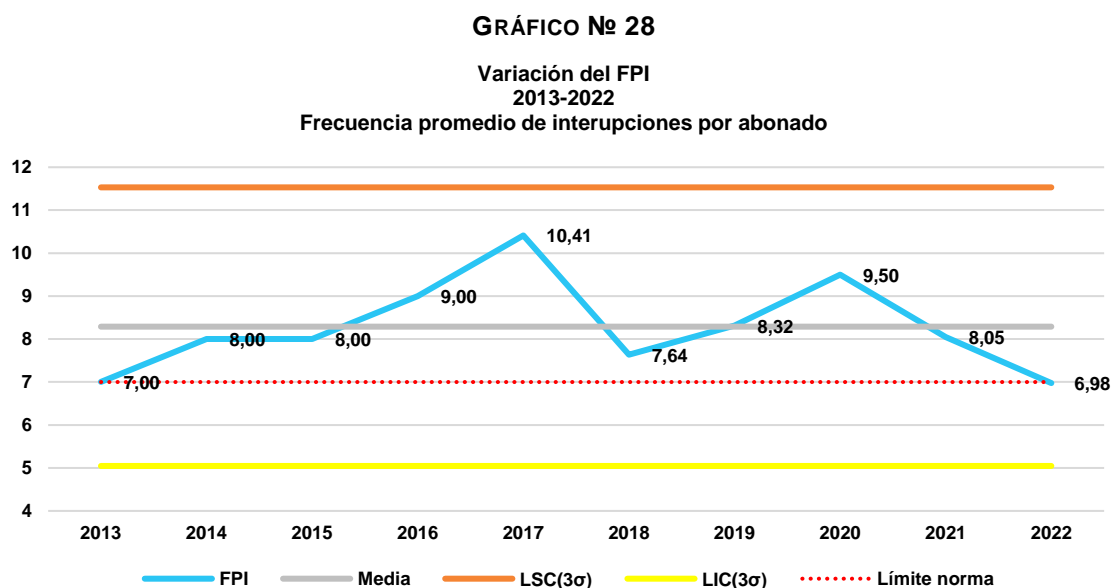
Del análisis del gráfico No 27, se desprende la urgente necesidad de que las empresas distribuidoras analicen cuales fueron los motivos para los tiempos extendidos de organización y valorar medidas tendientes a reducirlos. Igual análisis sería pertinente en relación con los tiempos de reparación en función del tipo de daño en la red, que produjo la interrupción del servicio eléctrico.



3. Comportamiento histórico de los indicadores de continuidad.

3.1 Comportamiento histórico e indicativo del DPIR y del FPI nacional.

A continuación, se muestran los gráficos de control¹ que muestran la variación de la FPI y el DPIR en el periodo 2013-2022². Estos gráficos, que se construyen siguiendo las técnicas de mejora continua, conocidas como 6 sigma (en referencia a la desviación estándar), muestran un ámbito de variación³ de 3σ para determinar si la continuidad del servicio de electricidad se encuentra bajo control estadístico en el tiempo.



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

Para una correcta interpretación del gráfico Nº 28 anterior, es necesario tener en consideración cuatro aspectos generales, estrechamente relacionados entre sí:

¹ Según la Sociedad Americana para la Calidad (ASQ por sus siglas en inglés), un gráfico de control es un tipo de gráfico utilizado para estudiar cómo varía un proceso en el tiempo. Los límites de control, junto con otros elementos, permiten identificar si un proceso se encuentra bajo control.

² Previo al 2015, estos indicadores no consideraban las interrupciones a nivel de equipos de interrupción manual ni las suscitadas en los transformadores de distribución, por lo que la precisión decimal de dichos años es inferior a mediciones más recientes.

³ LSC: Límite Superior de Control

LIC: Límite Inferior de Control



- i. La línea central (gris), representa el promedio (o media) de los valores del indicador FPI para el periodo del 2013 al 2022: 8,29 interrupciones.
- ii. La línea punteada (roja), muestra el valor límite de este indicador (7 interrupciones anuales) según lo establecido en el artículo 62 de la AR-NT-SUCAL, como parámetro de referencia.
- iii. Los límites de control que se muestran en dicho gráfico son los especificados con base a la media de los valores anuales de este indicador. Para establecer estos límites se utiliza $\pm 3\sigma$ con respecto a la línea central como límites de control, bajo una lógica de mejora “Lean 6 Sigma”.
- iv. Un proceso se encuentra fuera de control si alguno de los puntos aparece por encima o por debajo de los límites de control (LSC: Límite superior de control. LIC: Límite inferior de control). Además, si existen tendencias en varios puntos, se pueden determinar causas específicas de la variación, que podrían originar condiciones no deseadas (fuera de control) en caso de no corregirse a tiempo.
- v. El valor de referencia establecido por la norma AR-NT-SUCAL vigente, se determinó tomando en consideraron los indicadores individuales de cada circuito durante los años 2007-2014, los cuales no consideraban las interrupciones a nivel de equipos de interrupción manual ni las presentadas en los transformadores de distribución, por lo que la precisión decimal de dichos años es inferior a mediciones más recientes.

En este contexto, de acuerdo con lo mostrado en el gráfico N° 28 anterior, se puede concluir que el indicador FPI muestra un comportamiento oscilante y relativamente estable, con valor de $8,29 \pm 1,10$ ⁴. De igual forma del gráfico anterior, se evidencia que en promedio los usuarios del servicio experimentan una cantidad de interrupciones, por encima del valor de referencia indicado en la norma o reglamento técnico AR-NT-SUCAL.

De igual similar el gráfico N° 29, muestra los valores del indicador DPIR en el ámbito nacional para el periodo 2013-2022 y la línea de tendencia la cual se aproxima al valor de 8,61 horas.

Respecto al gráfico N° 29 de variación del DPIR mostrado a continuación, es importante mencionar que el límite inferior es de 0,1, correspondiente al -3σ con respecto a la línea central (o media estadística de los datos).

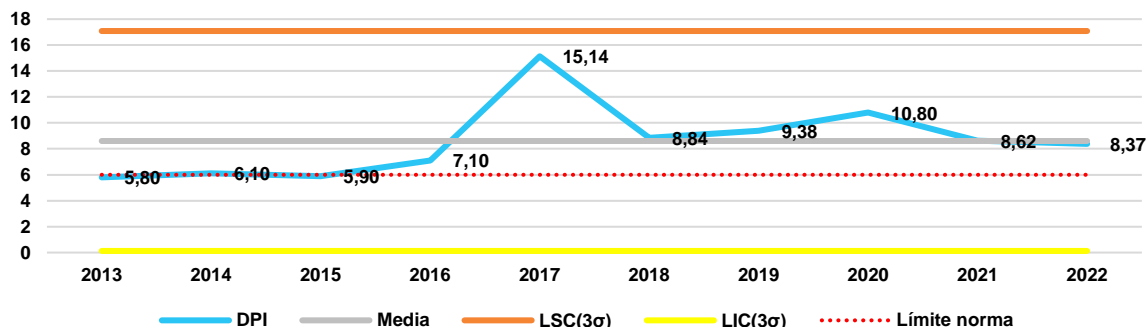
⁴ Nótese que el 1,10 corresponde a la desviación estándar. El valor nacional, más o menos la desviación estándar, aún se encuentra dentro de los límites de control de $\pm 3\sigma$



GRÁFICO Nº 29

Variación del DPIR
2013-2022

Tiempo promedio de interrupción por abonado



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

En este gráfico Nº 29 se puede observar que, a pesar de encontrarse el DPIR bajo control, desde el punto de vista estadístico, la variabilidad es alta. Es importante analizar que la media se ubica en 8,61 horas, mientras que el valor indicativo de referencia por norma es de 6,00 horas.

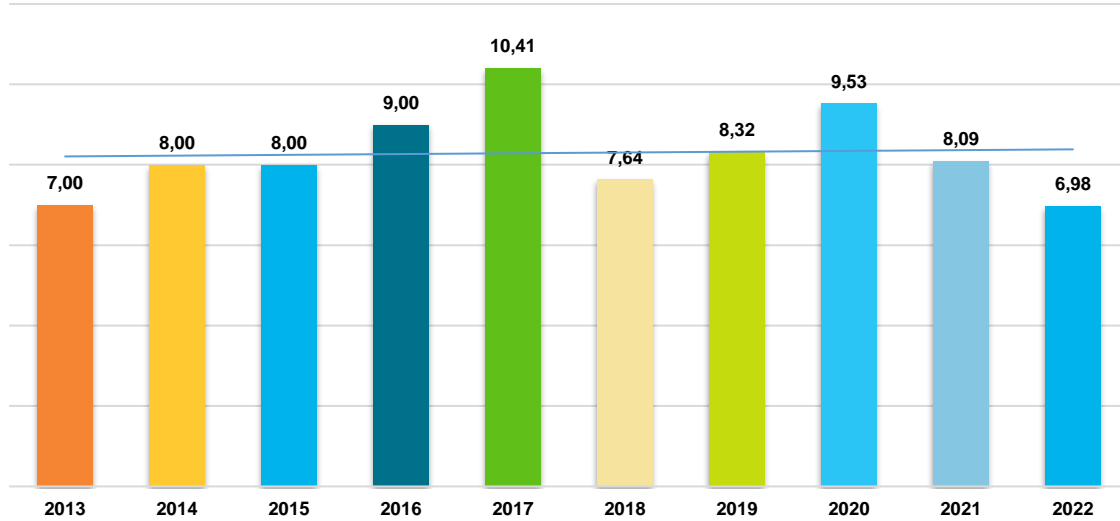
Adicionalmente, nótese que, durante los años 2013, 2014 y 2015 el indicador promedio anual se ubica muy próximo al valor de referencia normativo, pero a partir del 2019 presenta una tendencia creciente, por lo que es necesario solicitar a las empresas distribuidoras que presten atención a las causas que están haciendo incrementar este indicador y a tomar las medidas necesarias para disminuirlo.

En este tipo de indicadores, es importante considerar no solo el promedio de la red de distribución nacional, sino la variabilidad dentro de los circuitos servidos por esta, tal y como se analizó en la sección 1.3 de este informe.



Gráfico N° 30

Frecuencia promedio de interrupciones por abonado
Comportamiento anual: 2013-2022
(Veces)



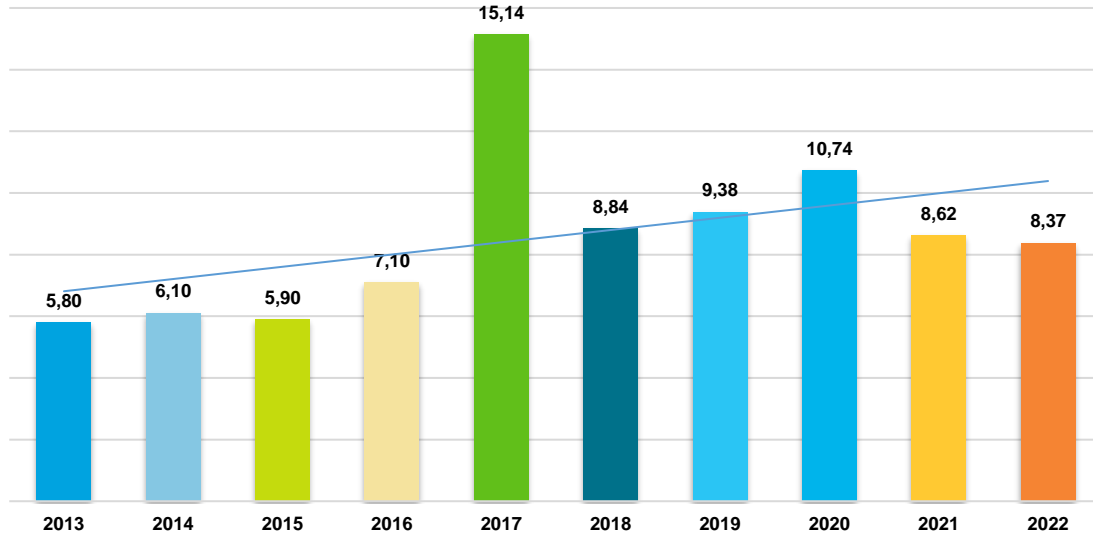
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En el gráfico N° 30 se muestran los valores del indicador FPI en el ámbito nacional para el periodo 2013-2022 y la línea de tendencia la cual se aproxima al valor de 8,32 interrupciones.



Gráfico N° 31

Tiempo promedio de interrupción por abonado
Comportamiento anual: 2013-2022
(Horas)



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

Por último, el gráfico N° 31, muestra los valores del indicador DPIR en el ámbito nacional para el periodo 2013-2022 y la línea de tendencia que muestra que este indicador tiene una propensión al alza. Nótese también el valor atípico en el 2017, que obedeció al impacto de los huracanes y tormentas tropicales que afectaron al país, en ese año.

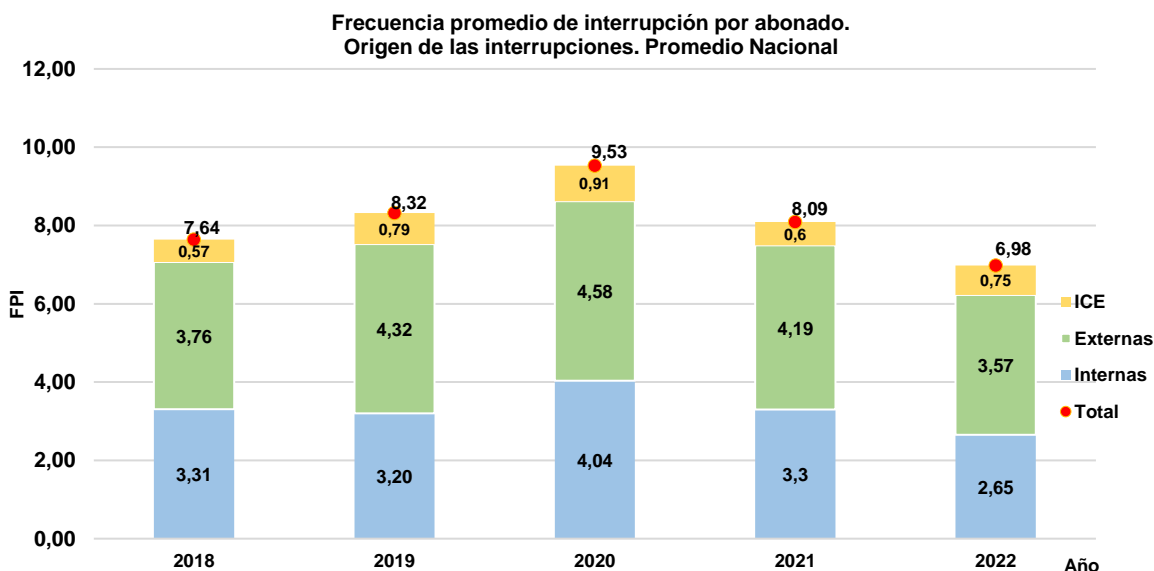


3.2 Comportamiento histórico e indicativo del DPIR y FPI por empresa.

Se realizó un análisis de indicadores de continuidad (específicamente DPIR y FPI) a partir de la información presentada por las empresas distribuidoras desde el año 2018 hasta el año 2022. Dichos datos se analizaron de manera específica para cada empresa, tanto como de manera agregada a nivel nacional.

Se observa en el gráfico N°32 el comportamiento, durante el periodo descrito, de la frecuencia promedio de interrupción por abonado y en el gráfico N° 33, el comportamiento del tiempo promedio de interrupción por abonado.

Gráfico N° 32



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

Se observa en ambos gráficos N° 31 y N° 32, un crecimiento sostenido a nivel nacional en ambos indicadores, desde el 2018 hasta el 2020. Incluso, en el año 2020, el crecimiento con respecto al año anterior se acerca al 15,0 % en ambos casos.

De la misma manera, se ha registrado un decrecimiento gradual desde al año 2020 al 2022. Ambos indicadores resultaron más bajos que en el año 2018. En el caso de la FPI, en ambos años desde el 2020 el decrecimiento ha sido de 15,2 % en 2021 y 13,0 % en 2022. Mientras tanto, la DPIR total a nivel nacional decreció prácticamente un 20,0 % entre 2020 y 2021, y continuó disminuyendo para 2022, pero solamente un 5,4 %.

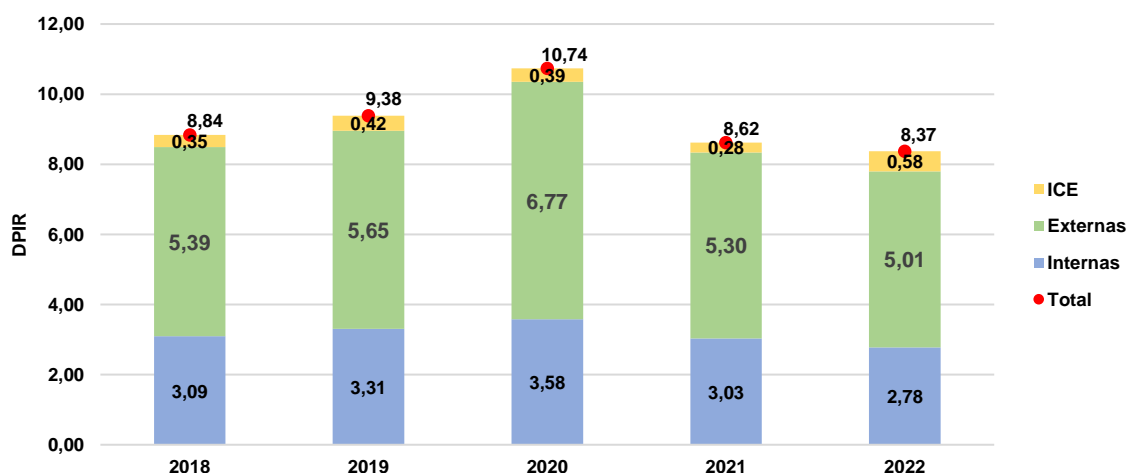


Se puede observar que ambos indicadores registraron valores inferiores en el año 2022 que los mostrados en el 2018.

Con respecto a los orígenes de las interrupciones, se debe recordar que las indicadas como “ICE” son todas aquellas que se originen por causa de la falta de suministro o fallas en la red de transmisión, falta de abastecimiento de generación, salidas por frecuencia, estabilidad, etc. En resumen, todo lo que tiene que ver con la operación de la red no correspondiente a las empresas de distribución.

Gráfico Nº 33

Duración promedio de interrupciones por abonado.
Origen de las interrupciones. Promedio Nacional



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

Las externas se deben a todas las causas correspondientes a influencias ambientales, influencias de la actividad humana e influencias de redes eléctricas externas conforme a lo indicado en el artículo 70 de la norma AR-NT-SUCAL. Finalmente, las interrupciones de tipo internas son las que corresponden a la operación de las empresas distribuidoras.

Es de resaltar que, durante los últimos 5 años, las interrupciones asociadas a la operación de la red correspondiente a ICE representaron en promedio menos del 9 % de la FPI y menos del 4 % de la DPIR.

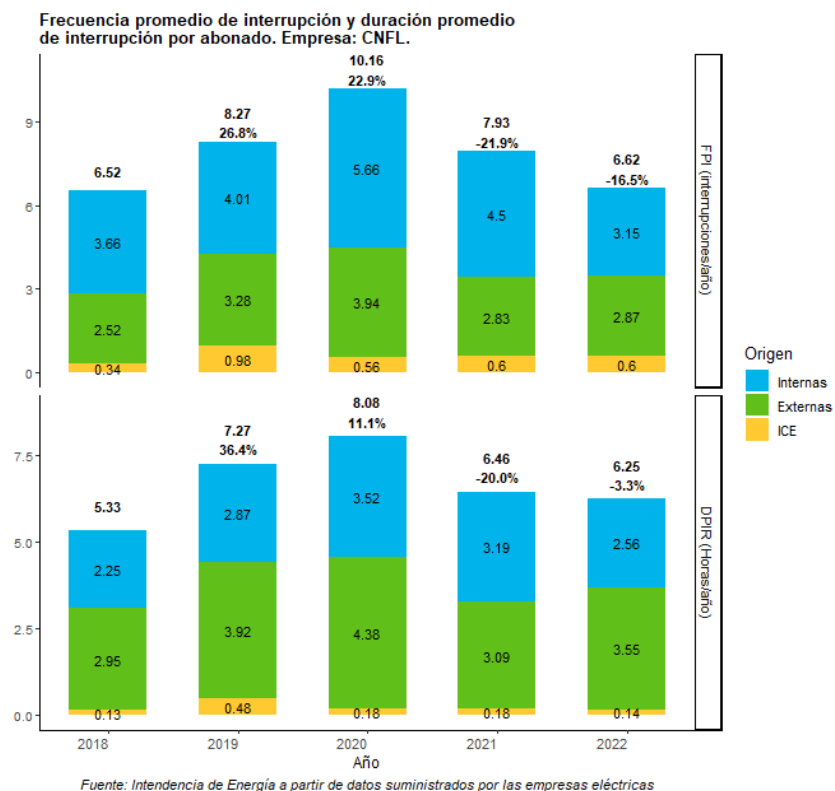
Las interrupciones de origen interno tienen el segundo peso más importante en los indicadores. En promedio han significado el 40,7 % de la FPI y el 34,7 % de la DPIR.



El mayor peso tanto en FPI como DPIR en los últimos cinco años lo tienen las interrupciones de causas externas, que en promedio han significado el 50,6 % de la FPI y el 61,4 % de la DPIR.



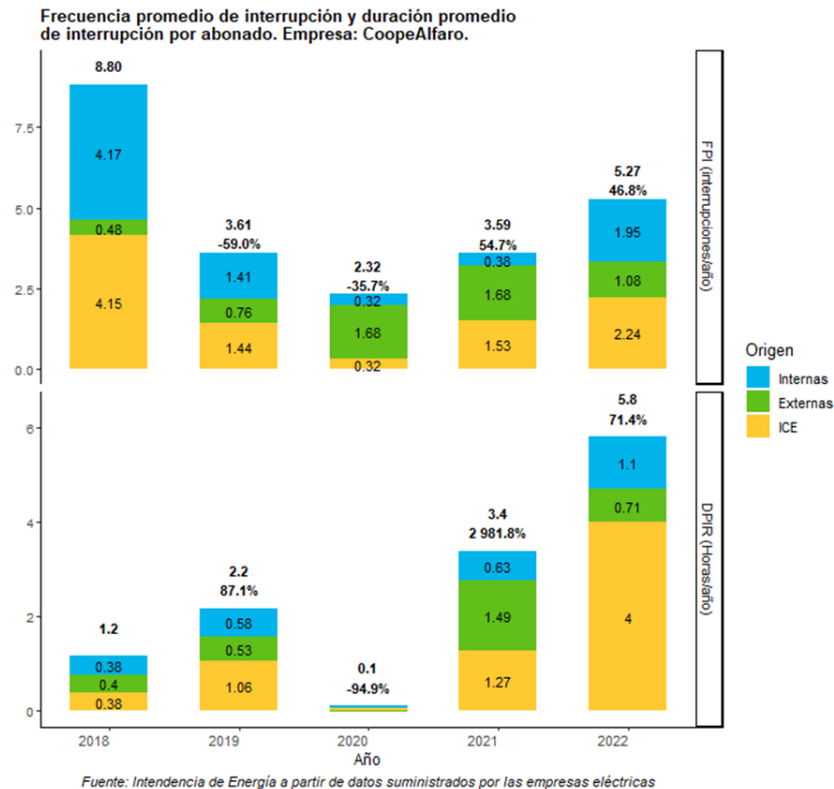
Gráfico N° 34



En lo que respecta a la operación de cada empresa distribuidora durante los últimos cinco años, se puede decir que, como se observa en el gráfico N°34, la tendencia en ambos indicadores para CNFL ha seguido la tendencia nacional: en aumento de 2018 a 2021 y en disminución de ahí hacia adelante. En el último año de estudio, la disminución en la FPI fue del 16,5 %. Esta se sustenta en la disminución de 1,35 interrupciones de origen interno. Mientras tanto, la DPIR solamente disminuyó en un 3,3 % esto debido a que la disminución en la duración de las interrupciones de tipo interno fue compensada por el aumento en la duración de las interrupciones de tipo externo.



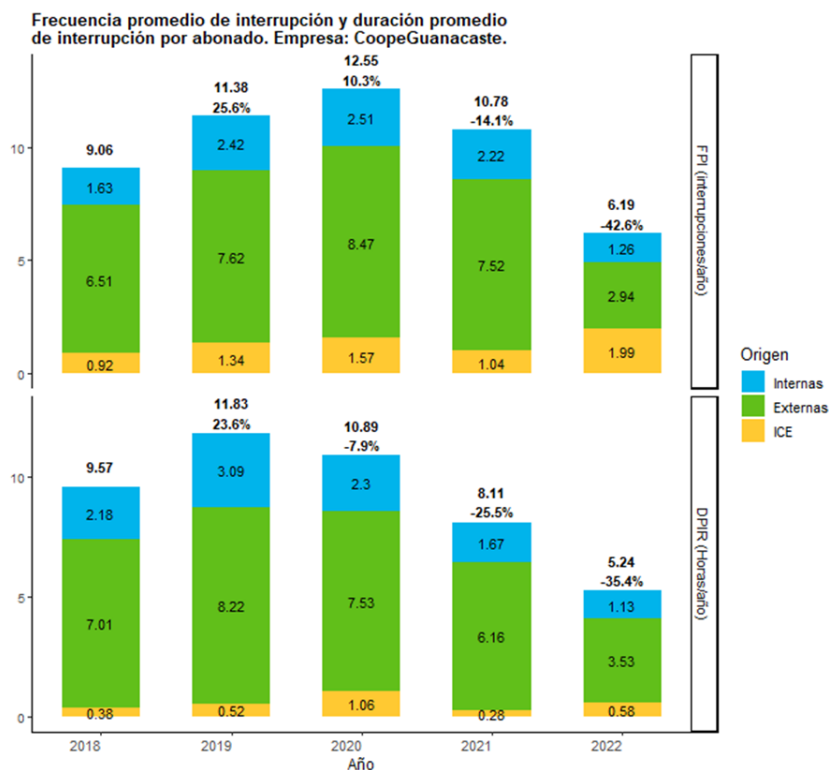
Gráfico N° 35



En el gráfico N° 35 se observa el comportamiento histórico de indicadores para COOPEALFARO. Esta empresa, en lo que respecta a FPI, siguió una tendencia totalmente opuesta a la nacional: disminuyó los indicadores hacia 2020 y de ahí en adelante han ido aumentando: desde 2020, en un porcentaje cercano al 50,0 % por año en la FPI y con un aumento en DPIR del 71,4 % de 2021 a 2022. Importante recalcar, que de las 5,8 horas (5 horas y 48 minutos) de interrupción por abonado reportadas en 2022, 4 horas (un 68,9 % del total) se debieron a la operación del ICE en niveles de transmisión y generación.



Gráfico N° 36

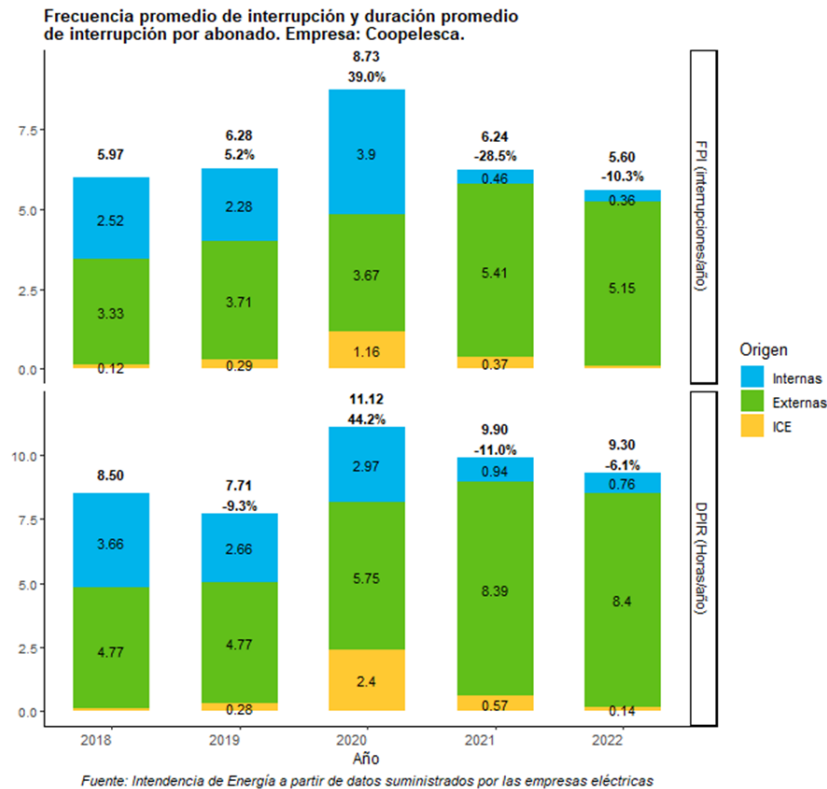


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Los resultados de COOPEGUANACASTE, mostrados en el gráfico N° 36, señalan una reducción del 42,6 % en la FPI y del 35,4 % en la DPIR entre el año 2021 y el año 2022. Se presentaron 4,5 interrupciones menos por causas externas en 2022 que en el 2021 y estas representaron 2,5 horas (2 horas y 30 minutos) menos de interrupción por estas mismas causas, que equivalen a un 42,0 % de reducción de tiempo de interrupción.



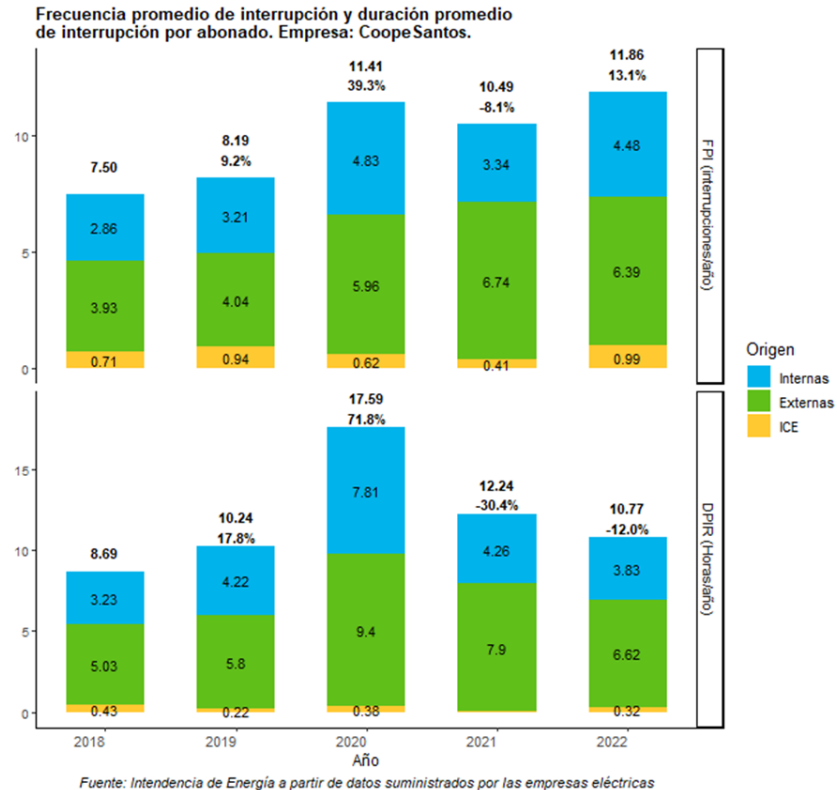
Gráfico N° 37



Con respecto a COOPELESCA, se observa en el gráfico N°37, que en 2022 el impacto de interrupciones ocasionadas por el ICE, tanto en frecuencia como en duración es casi despreciable. En ambos indicadores, el peso de las interrupciones de causa externa fue mayor al 90,0 %. Desde el 2020, la mejora en los indicadores que reporta esta empresa se ha debido en gran medida, a la reducción de las interrupciones de origen interno, que pasaron de 3,9 en 2020 a 0,46 en 2021 y 0,36 en 2022. De forma similar, la DPIR pasó de 2,97 horas (2 horas y 58 minutos) en 2020 a 0,94 horas (56 minutos) en 2021 y 0,76 horas (46 minutos) en 2022.



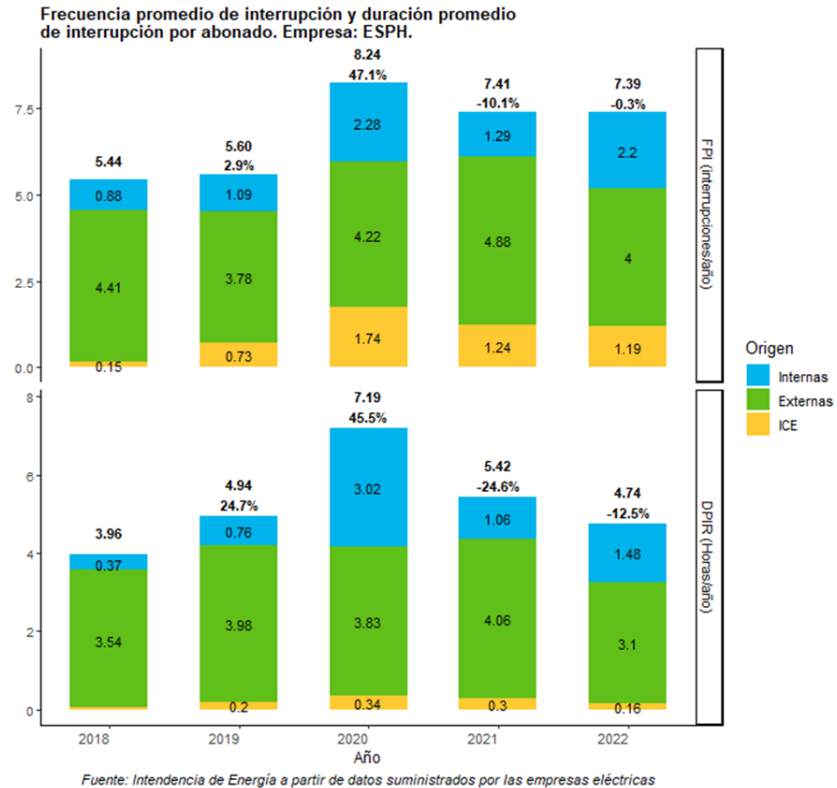
Gráfico N° 38



En el caso de COOPESANTOS, en el gráfico N° 38 se puede ver que la FPI sufrió un incremento del 13,1 % en el último año y que ha ido en aumento en los últimos 5 años. Tanto las interrupciones por causas internas como por causas externas se incrementaron cerca de un 60,0 % desde el año 2018. La DPIR ha ido en decrecimiento desde el año 2020, pero se encuentra más alta que al inicio del período de análisis. Solamente las interrupciones externas han agregado 1,59 horas (1 hora y 35 minutos), más de interrupción de servicio en 2022, comparado a 2018.



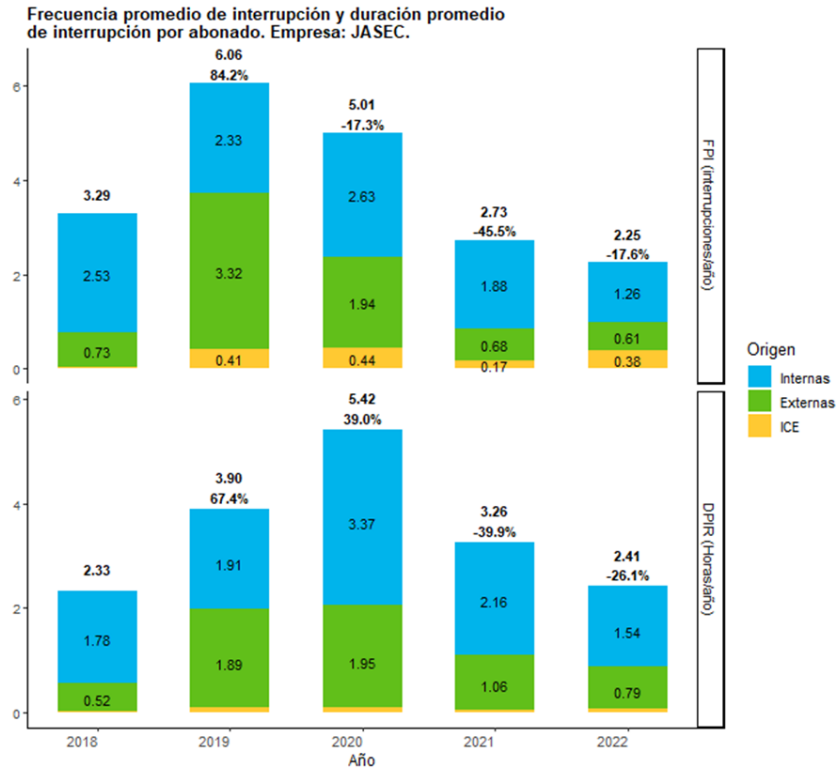
Gráfico Nº 39



La ESPH, cuyos resultados se observan en el gráfico N°39, se observa que la FPI se mantuvo prácticamente igual a lo reportado en 2021, debido a un aumento considerable en interrupciones de tipo interno que contrarrestó la disminución de casi una interrupción de tipo externo en el año. También deber señalarse, una disminución de 12,5 % en la DPIR, gracias a la reducción de casi 1 hora de interrupción por causas externas.



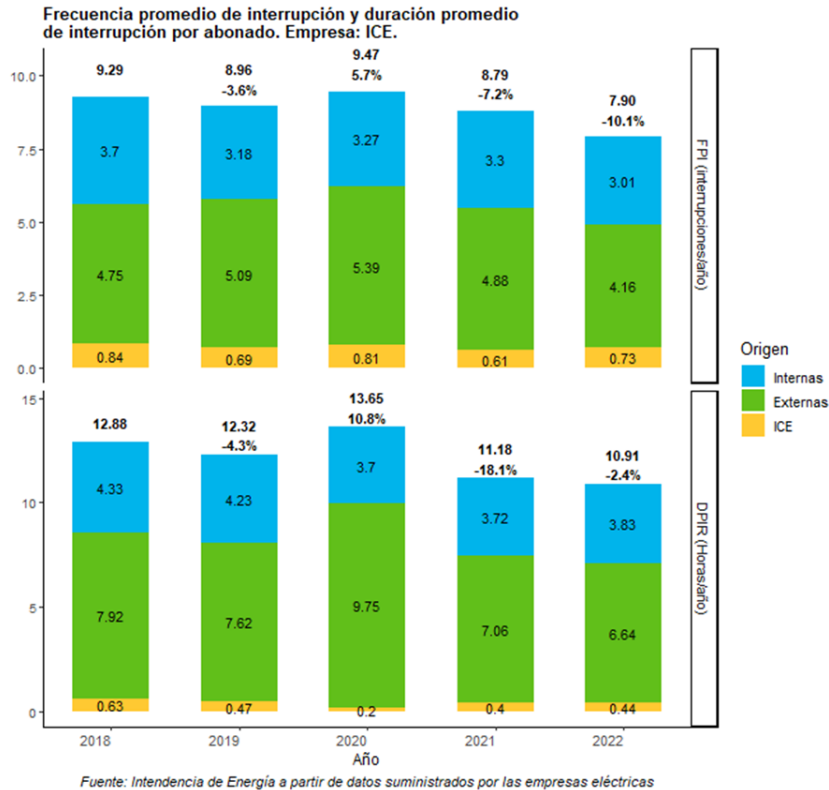
Gráfico N° 40



Y en lo que respecta a JASEC, cuyos resultados se ven en el gráfico N° 40, las interrupciones de causas internas dominan los indicadores en los últimos 5 años. Esta empresa es de las que menores indicadores de continuidad ha registrado durante los últimos 5 años.



Gráfico N° 41



Para el ICE, según el gráfico N°41, se observa con respecto a 2021 una disminución del 10 % en la FPI, que se dio tanto a nivel de interrupciones externas como internas. La disminución de la DPIR fue del 2,4 %. Esta empresa ha mostrado una tendencia decreciente en los últimos 5 años, sin un aumento tan pronunciado en el 2020, como se vio en las demás.



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

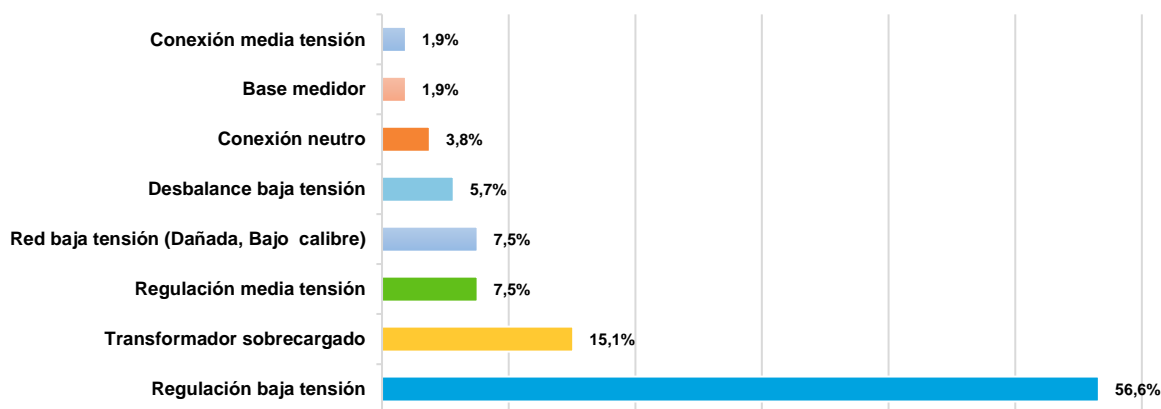
4.1 Programa de intervención de transformadores.

En lo que respecta al programa de intervención de transformadores establecido en el capítulo VI de la norma o reglamento técnico vigente AR-NT-SUCAL, durante el 2022 las empresas eléctricas de distribución intervinieron un total de 1 333 puntos de transformación media/baja tensión para verificar la calidad de la tensión de suministro, las cuales beneficiaron a un total de 16 917 usuarios. Del total de intervenciones realizadas, únicamente 43 servicios (3,7 %) mostraron niveles de tensión fuera de norma, es decir, que el suministro del servicio se estaba brindando en condiciones de tensión no acordes con los parámetros establecidos por la norma técnica supra citada.

Del análisis de causalidad de dichas deficiencias de tensión, según se desprende del gráfico N.º 42, las no conformidades se deben principalmente a: la regulación de la tensión en los transformadores de distribución (56,6 %), la sobre carga de transformadores (15,1 %), regulación en la red de media tensión (7,5 %), la red de baja tensión dañada (7,5 %), el desbalance de carga de la red de baja (5,7 %) y la conexión deficiente del neutro (3,8 %), entre otros.

GRÁFICO N.º 42

**Causas de deficiencias de tensión.
Programa de intervención de transformadores.
2022**



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

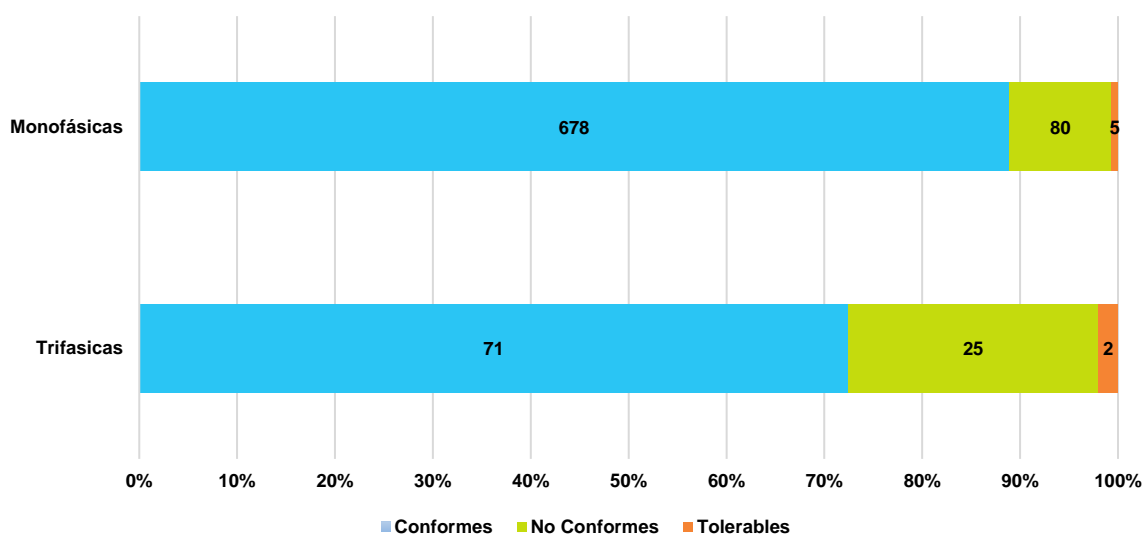


4.2 Programa de evaluación de la tensión: ARESEP-UVECASE.

Referente al programa de evaluación de la calidad de la electricidad, promovido por la Intendencia de Energía con apoyo de la Universidad de Costa Rica⁵, durante el 2022 se realizaron un total de 861 estudios de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios monofásicos (763) y trifásicos (98) servidos en baja tensión, los cuales fueron debidamente comunicados y notificados, tanto a las empresas como a los usuarios respectivos.

GRÁFICO N° 43

**Distribución de mediciones conformes, tolerables y no conformes
Por tipo de servicio.
2022. Datos nacionales.**



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

De los servicios sometidos a pruebas de conformidad de la calidad de la tensión, 105 presentaron al menos una no conformidad respecto a la normativa técnica y 7 presentaron condiciones de tensión en los rangos tolerables establecidos en la normativa vigente. En el gráfico N° 43 se muestra la totalidad de mediciones realizadas, agrupadas por condición de conformidad y tipo de servicio.

El porcentaje de no conformidades, agrupadas por empresa distribuidora, se muestra en el gráfico N°44. Como se observa del gráfico, la muestra analizada dentro del área servida por COOPEALFARORUIZ, presentó cero (0) no conformidades, en el periodo de estudio. En lo que respecta a las demás empresas,

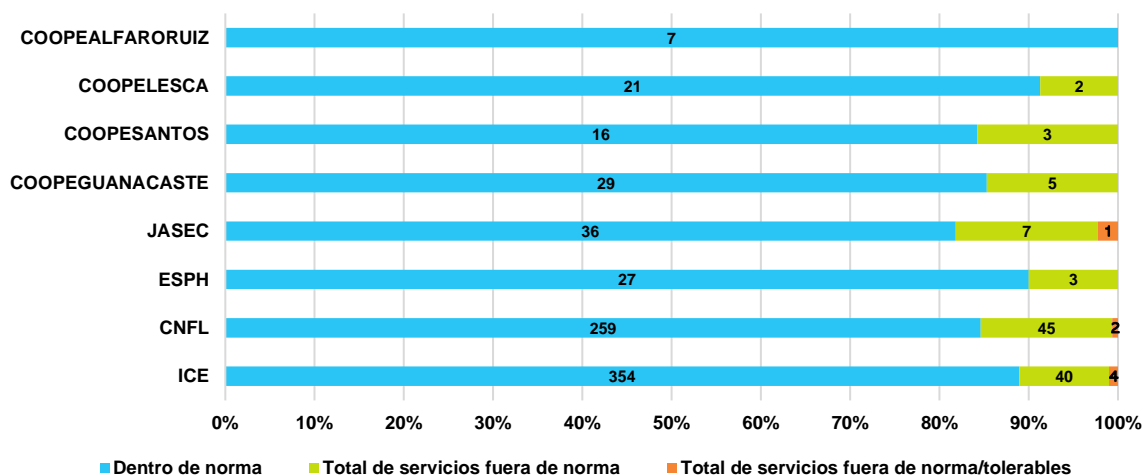
⁵ A través de la Unidad de Verificación de la Calidad del Suministro Eléctrico (UVECASE), del Centro de Investigación en Electroquímica y Energía Química (CELEQ), de la Universidad de Costa Rica.



todas tuvieron un porcentaje mayor al 80 % de servicios medidos con resultados conformes. En ese contexto la ESPH y la COOPELESCA, tuvieron los mayores porcentajes de conformidad en calidad de tensión (90 % y 92 %, respectivamente).

GRÁFICO N° 44

**Distribución de mediciones dentro y fuera de norma por empresa
UVECASE-2022**



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

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, el gráfico N° 45, muestra la segregación porcentual.

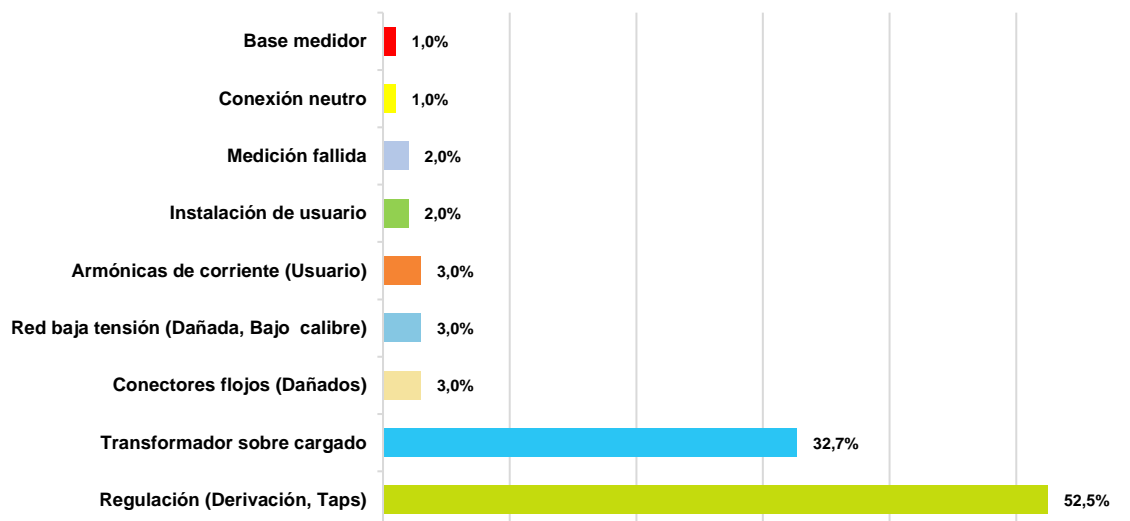
Del gráfico se observa que el ajuste de regulación en los transformadores de distribución es la principal razón que da origen a las deficiencias en la tensión de suministro (52,5 %), la segunda causa que aparece es la sobre carga de transformadores (32,7 %) seguido por conectores flojos (3,0 %) y daños o defectos de la red de baja tensión (3,0 %), entre otros.

Considerando que las dos causas principales tienen relación con la cargabilidad de los transformadores, es recomendable que las empresas eléctricas distribuidoras, fortalezcan los mecanismos de control y distribución de carga, así como mejorar la gestión de activo productivo de los transformadores, de manera que puedan identificarse estas situaciones de forma previa.



GRÁFICO N° 45

**Causas de no conformidades
Estudios UVECASE-2022**



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



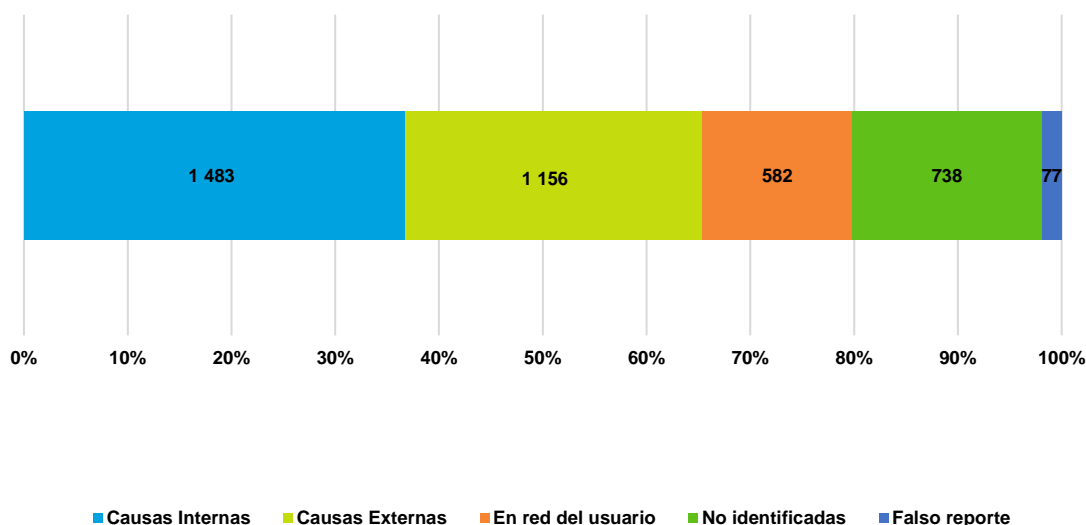
4.3 Deficiencias de tensión reportadas por los usuarios. Análisis de causas.

De acuerdo con los datos reportados por las empresas distribuidoras, durante el 2022 se reportaron un total de 4 036 perturbaciones en la red eléctrica nacional asociadas a deficiencias en la tensión del suministro eléctrico de uno o más servicios eléctricos. Del total de perturbaciones asociadas a deficiencias de tensión, 28,6 % tuvieron una causa originada en aspectos externos a la red, 36,7 % se originaron a causas internas de la red, 18,3% a causas de origen no identificado, y un 14,4 % se presentaron propiamente en el servicio eléctrico de los usuarios, a consecuencias de fallas o deficiencias en la red eléctrica interna del inmueble y finalmente un 1,9 % fueron falsos reportes.

En el gráfico Nº 46 se muestra la distribución de las causas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados y usuarios del servicio eléctrico durante el 2022.

GRÁFICO Nº 46

Cantidad de causas de deficiencias de tensión por tipo
2022. Datos nacionales.



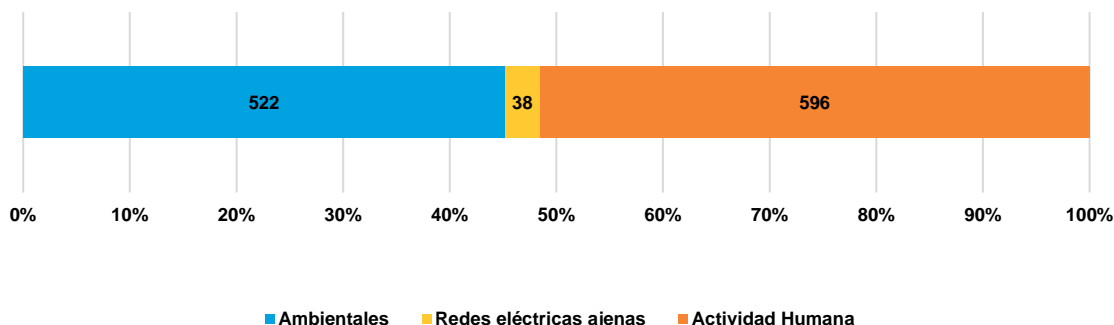
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

En lo que respecta a las causas externas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados, el gráfico Nº 47 muestra que un 3,3 % de las causas externas se dieron por influencia de redes eléctrica ajenas a la de la empresa eléctrica, un 45,2 % a factores ambientales (lluvia, viento, flora, fauna, etc.) sobre la red eléctrica y un 51,6 % a la influencia de actividades humanas sobre la red de distribución.



GRÁFICO Nº 47

**Detalle de causas externas de deficiencias de tensión
2022. Datos nacionales.**

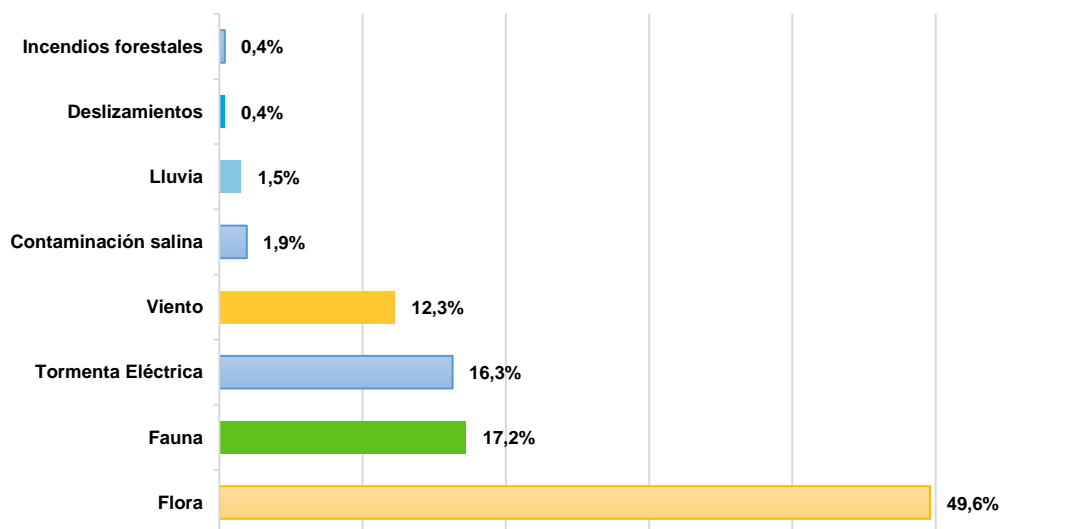


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

El detalle de las deficiencias de tensión debido a incidentes ambientales se muestra en el gráfico Nº 48, y destaca el hecho de que la mayoría se debió a la influencia de la flora (49,6 %), la fauna (17,2 %), actividad eléctrica atmosférica (16,3 %), viento (12,3 %) y otros. Al respecto, es recomendable que se analicen medidas de mitigación del riesgo en los casos con mayores incidencias.

GRÁFICO Nº 48

**Detalle de causas ambientales de deficiencias de tensión
2022. Datos nacionales.**



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

Por su parte, en lo que respecta a los incidentes ocurridos debido a la actividad humana sobre la red de distribución nacional (596 en total), que suscitaron

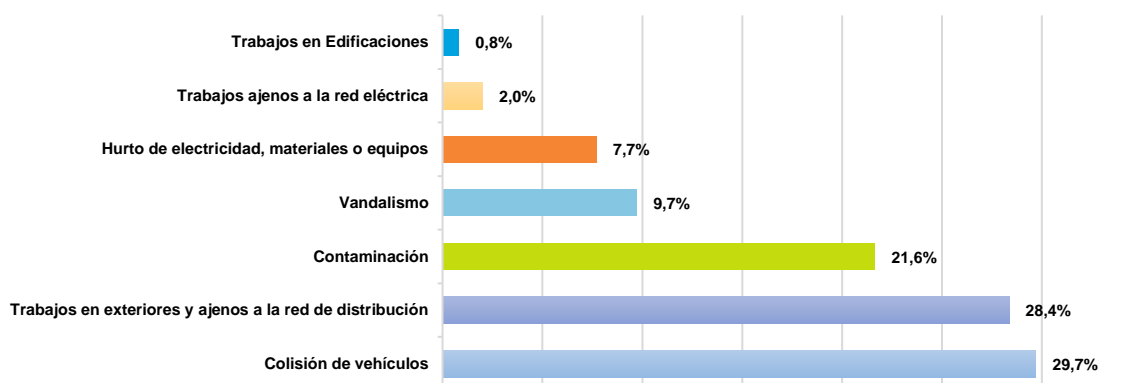


alteraciones en la tensión en el suministro eléctrico, el gráfico Nº 49 muestra que la colisión de vehículos con la postería de la red eléctrica fue la causa de mayor incidencia (29,7 %), seguida por trabajos en exteriores en edificaciones (28,4 %) y la contaminación (21,6 %) y otros.

Otra actividad humana cuya influencia sobre la red de distribución nacional, llevó hacia deficiencias en el suministro eléctrico de al menos un usuario, fue el vandalismo (9,7 %).

GRÁFICO Nº 49

**Detalle de causas de deficiencias de tensión por actividad humana
2022.Datos nacionales.**



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

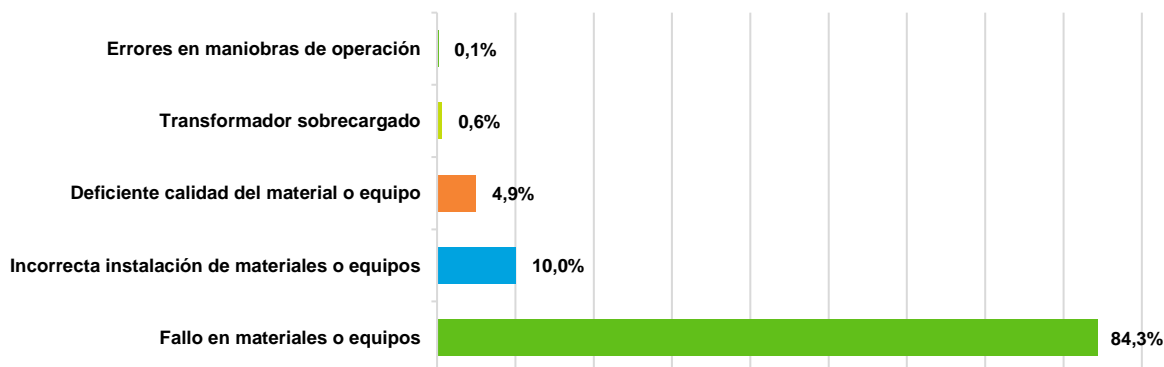
En cuanto a las causas internas de las deficiencias de tensión reportadas por los abonados que fueron un total de 1 483, arrojó como resultados que el 99,7 % (1 478) fueron por condiciones forzadas (es decir referente a fallas en la infraestructura eléctrica de la empresa) y un 0,3 % a situaciones programadas de mantenimiento preventivo y correctivo.

Conforme al detalle que se muestra en el gráfico Nº 50, las principales causas de las deficiencias de tensión forzadas fueron, entre otros, el fallo en materiales o equipos, (84.3 %), por su incorrecta instalación (10,0 %) y la deficiencia de calidad (4,9 %) de los mismos, entre otras causas.



GRÁFICO Nº 50

**Detalle de deficiencias de tensión por causas internas: forzadas
2022.Datos nacionales.**

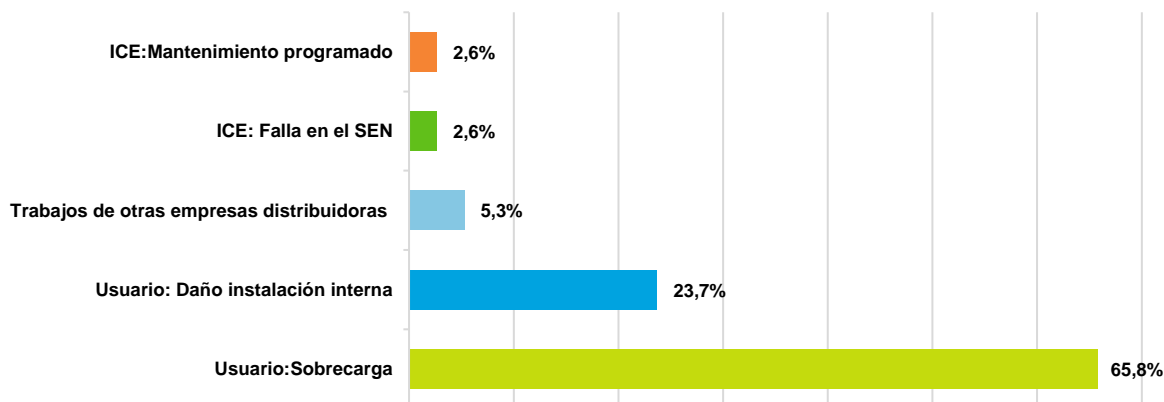


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas y elaboración propia.

Además, tal y como se observa en el gráfico N° 51, se logró determinar que del total de condiciones de tensión debido a redes eléctricas ajenas a la red de distribución nacional (38), la mayoría se debió a la sobre carga (65,8 %) y al daño de las instalaciones internas de los abonados (23,7 %), entre otros.

Gráfico Nº 51

**Detalle de deficiencias de tensión por redes externas
2022.Datos nacionales.**



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

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 2022, el tiempo promedio de atención fue de 5,0 horas, segregado de la siguiente manera: organización para la atención de la



perturbación 3,9 horas (3 horas y 54 minutos), desplazamiento hacia el lugar 0,5 horas (30 minutos), localización de la avería o falla en la red 0,1 horas (6 minutos) y reparación del daño 0,5 horas (30 minutos).



5. Evaluación de la gestión comercial.

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 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, 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, en la atención de todos los aspectos relacionados con la conexión de servicios nuevos, problemas de facturación y altos consumos entre otros.

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, 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”.

5.1 Reportes de eventos (interrupciones y tensión) y tiempo de atención.

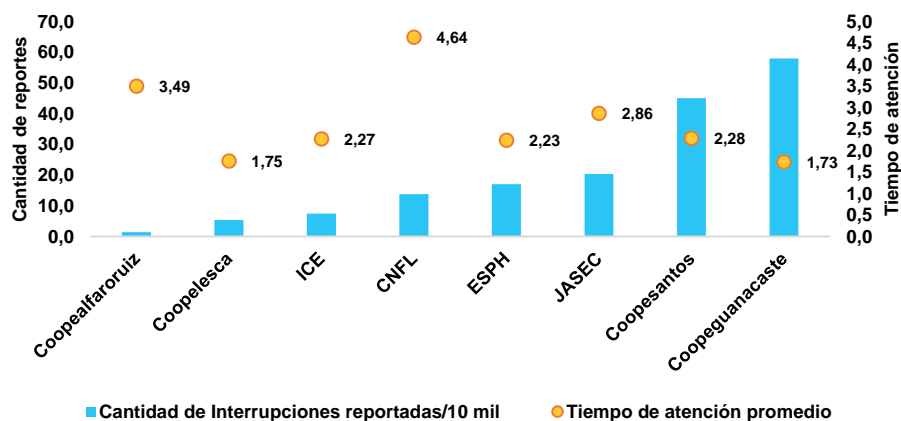
En el gráfico Nº 52 se muestra la cantidad promedio mensual de reportes de interrupción en el servicio eléctrico por cada diez mil abonados (barras azules) y el tiempo promedio de atención de ellas (puntos color anaranjado). Puede observarse que las empresas distribuidoras con mayor cantidad de reportes de interrupción del servicio fueron COOPESANTOS y COOPEGUANACASTE. En el caso de COOPEGUANACASTE el tiempo de atención de las interrupciones reportadas fue de 1,73 horas hábiles (1 hora y 44 minutos) y en el caso de COOPESANTOS, un tiempo de atención por evento de 2,28 horas (2 horas, 17 minutos). Destaca durante el 2022, el caso de la CNFL, que presentó el mayor tiempo de respuesta antes las perturbaciones con interrupción del servicio: 4,64 horas (4 horas, 38 minutos).

En contraste, COOPEALFARORUIZ y COOPELESCA, tuvieron la menor cantidad de reportes por cada 10 mil abonados (1,36 y 5,40 respectivamente), sin embargo, en el caso particular de COOPEALFARORUIZ, si bien tuvo la menor cantidad de reportes, requirió un tiempo de atención por evento de 3,49 horas (3 horas y 29 minutos).



GRÁFICO Nº 52

**Cantidad promedio mensual y tiempo de atención de perturbaciones de
continuidad/ cada 10 mil abonados
Tiempo en horas hábiles
2022**

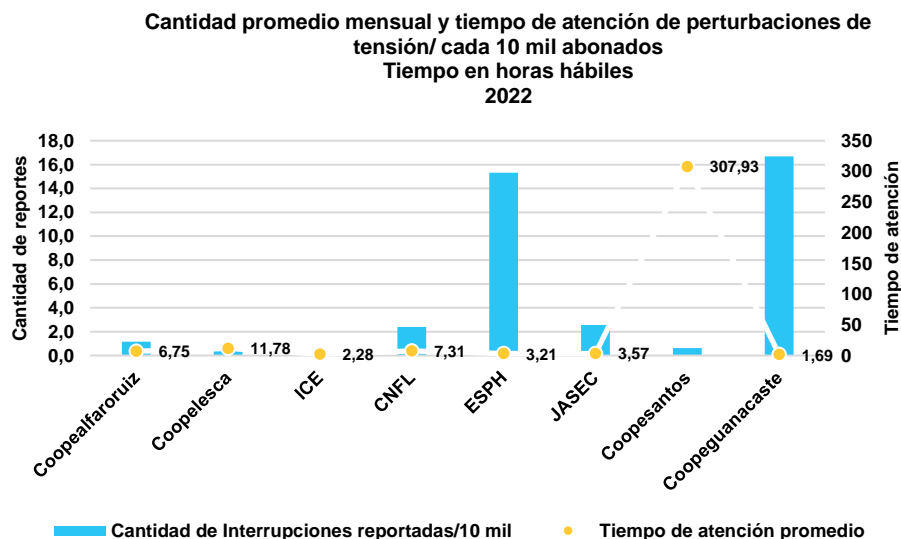


Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

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 Nº 53. Puede observarse que las empresas distribuidoras con mayor cantidad de reportes de perturbaciones de tensión fueron ESPH y COOPEGUANACASTE. En el caso de ESPH, con una cantidad mensual de 15,31 reportes de tensión, el tiempo de atención fue de 3,21 horas (3 horas y 13 minutos). Sin embargo, en el caso de COOPEGUANACASTE, a pesar de que tuvo la mayor cantidad promedio mensual de reportes (16,69), también tuvo uno de los menores tiempos de atención: 1,69 horas (1 horas y 41 minutos).



GRÁFICO Nº 53



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

En otro extremo se observa que, COOPESANTOS y el ICE, mostraron la menor cantidad de reportes por cada 10 mil abonados (0,62, y 0,05 respectivamente), sin embargo, en el caso particular de COOPESANTOS, tener la menor cantidad de reportes de perturbaciones de tensión, requirió el mayor tiempo de atención 307,93 horas hábiles (12 días, 19 horas, 56 minutos), para cada evento reportado, lo que va en contra de las disposiciones normativas vigentes.

5.2 Quejas.

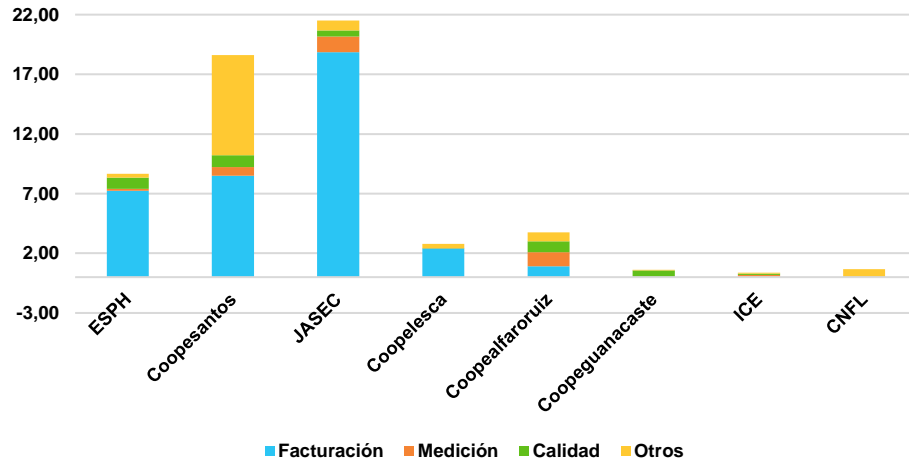
En relación con la cantidad de quejas recibidas, los indicadores del 2022 se resumen en el gráfico Nº 54 presentado a continuación.

En términos generales, la mayor cantidad de quejas durante 2022 se debió a la facturación del servicio eléctrico. La empresa distribuidora que mayor cantidad de quejas recibió fue JASEC (21,5 por cada 10 mil abonados), donde la mayoría correspondió al tema de facturación (18,85 por cada 10 mil abonados). ESPH y COOPESANTOS son las siguientes en cantidad de quejas por cada 10 mil abonados (8,65 y 18,62 respectivamente), con una cantidad de 7,24 y 8,50 quejas por facturación por cada 10 mil abonados. En el caso de COOPEALFARO otro motivo importante de quejas fue por problemas o fallos en la medición y registro del consumo (1,17 por cada 10 mil abonados). Llama la atención las empresas ICE y CNFL, que reportan 0,37 y 0,67 quejas por cada 10 mil abonados.



GRÁFICO Nº 54

Cantidad promedio mensual de quejas por tipo por cada 10 mil servicios.
2022

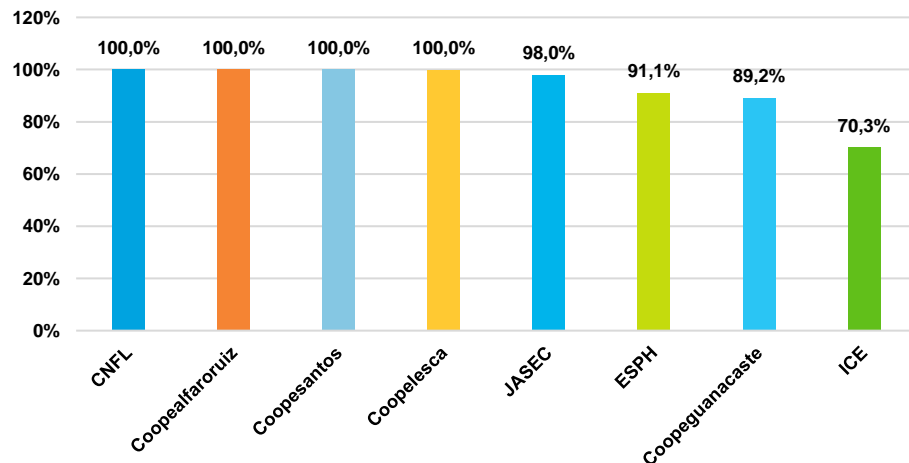


Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En cuanto a la atención y resolución de quejas, el gráfico Nº 55 muestra que, al cierre del período, la mayoría de las empresas distribuidoras habían resuelto el 100 % de las quejas formuladas por sus abonados. Las empresas distribuidoras con mayor rezago en la resolución de quejas son COOPEGUANACASTE e ICE, con 89,2 % y 70,3 % respectivamente.

GRÁFICO Nº 55

Porcentaje de quejas resueltas
2022



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



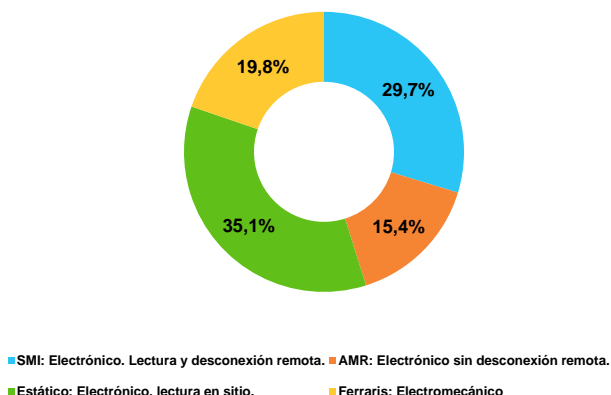
Contrastando la información de los gráficos anteriores, resalta la baja cantidad de quejas por cada 10 mil abonados, reportadas por ICE (0,64) y COOPEGUANACASTE (0,89) y a pesar de ello, el bajo porcentaje de resolución de quejas alcanzado por ambas distribuidoras, especialmente COOPEGUANACASTE. El caso antagónico es JASEC, que, si bien recibió la mayor cantidad de quejas por cada 10 mil abonados (21,51), alcanzó un 100 % de resolución.

5.3 Medición.

En lo que respecta a la calidad en la comercialización del servicio público de electricidad, el uso de las nuevas tecnologías de medición y registro de la energía permite contar con una mayor calidad y precisión en lo que respecta a la facturación y control de ingresos de las empresas eléctricas distribuidoras, así como también mejoras sustanciales en la logística para la conexión y reconexión de servicios y el monitoreo de condiciones de la calidad de la energía suministrada: calidad de la tensión y continuidad del servicio.

GRÁFICO Nº 56

Composición del parque de medidores nacional por tecnología
2022



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

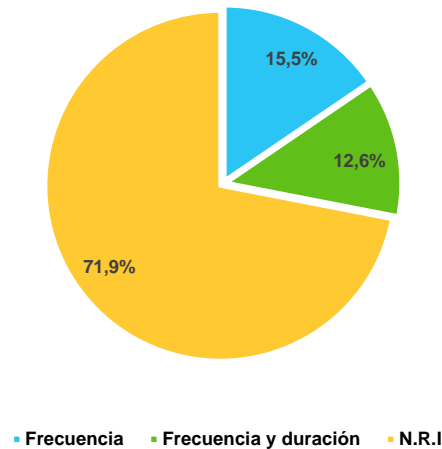
A diciembre del 2022 el parque de medidores del sistema de medición y registro de energía nacional está constituido por 1 924 484 unidades, distribuidos en función de su tecnología de funcionamiento como se muestra en el gráfico Nº 56; a pesar de que las empresas iniciaron hace unos años con la modernización de los sistemas de medición, a diciembre de 2022 aún un 54,9 % del parque de medidores son de una tecnología relativamente obsoleta (electromecánicos y electrónicos de lectura en sitio), mientras que el restante 45,1 % es de tecnología más actual. De los



medidores de tecnología obsoleta un 19,8 % son electromecánicos y un 35,1 % son electrónicos de lectura en sitio, con respecto a la totalidad del parque de medidores nacional.

GRÁFICO Nº 57

Medidores con registro de interrupciones



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

En lo que respecta a los medidores de tecnología más actual, se tiene que, con respecto al parque de medidores nacional, un 15,4 % son medidores de lectura automática (AMR), pero sin desconexión remota y un 29,7 % medidores compatibles con una infraestructura de medición avanzada (AMI), con lectura y desconexión remota.

En cuanto a la capacidad de registro de parámetros de calidad, el gráfico Nº 57, muestra que el 71,9 % de los medidores de tecnología más actual no registran las interrupciones, un 15,5 % registra la cantidad de interrupciones por ciclo de lectura y apenas un 12,6 % la cantidad y la duración de cada una de las interrupciones durante un ciclo de lectura; de igual forma se tiene que 56,3 % de estos equipos registran tensión, aunque la mayoría lo hace bajo parámetros distintos a los establecidos en la normativa regulatoria vigente.

Los datos anteriores, evidencian la necesidad de que las empresas distribuidoras, establezcan una política de actualización del parque de medidores, cuyas características se ajusten a la normativa actual en lo que respecta al registro de parámetros de calidad, que se oriente a las necesidades y características de las redes inteligentes.



6. Conclusiones.

- Durante el 2022 los usuarios del servicio eléctrico experimentaron en promedio 6,98 interrupciones en el suministro del servicio eléctrico, con una duración superior a los cinco minutos.
- El tiempo promedio de interrupción experimentado por abonado fue de 8,37 horas (8 horas y 22 minutos), considerando las interrupciones con duración superior a los cinco minutos.
- Las causas externas fueron las que mayormente dieron origen a las interrupciones en el suministro eléctrico (53,8 %) y de ellas el contacto de la flora y fauna con la red fue la principal causa de las interrupciones (74,1 %).
- La mayor cantidad de interrupciones (cerca del 45,0 %) que percibieron los usuarios fueron menores a un minuto (momentáneas), seguidas por las temporales (entre un minuto y cinco minutos) que representaron un 36,5 %.
- La causa de un considerable porcentaje de interrupciones (30,7 %) no fue determinada.
- La segunda causa de interrupciones del servicio es producto de la actividad humana (12,2 %), y dentro de esta clasificación, la colisión de vehículos es el rubro más importante (43,6 %).
- El valor de la media de la frecuencia promedio de interrupciones durante el 2022, de los circuitos que conforman la red de distribución nacional, fue de 5,87 veces, valor por debajo de la referencia normativa de 7,00 veces. El 67,6 % de los circuitos presentaron una frecuencia promedio menor o igual a la referencia normativa.
- El valor de la media de la duración promedio de interrupción por abonado durante el 2022, de los circuitos que conforman la red de distribución nacional, fue de 7,27 horas, 1,27 horas superior al valor de 6,00 horas de la referencia normativa. El 57,4 % de los circuitos presentaron un tiempo promedio de interrupción menor o igual a la referencia normativa.
- Apenas un 7,1% y 1,4 % de los circuitos presentaron valores de tiempo y frecuencia promedio de interrupción, respectivamente, por encima de los valores límites asignados mediante la técnica de mejora continua, conocida como 6 sigma.
- Los problemas de ajuste de regulación de tensión en los transformadores de distribución son la principal causa de las no conformidades en los servicios estudiados por las empresas en el programa de intervención de transformadores (56,6 %). Esa misma causa, corresponde al 52,5 % de los servicios detectados como no conformes con la normativa, en el



programa de verificación de la calidad desarrollado por la Aresep bajo contratación con la UVECASE.

- El fallo en materiales o equipos es la principal causa de las perturbaciones internas que dan origen a deficiencias en la calidad de la tensión de suministro (84,3 %), por lo que se hace necesario el desarrollo e implementación de un sistema de registro y descripción de esas fallas con el fin de tomar las medidas correctivas necesarias.
- Es necesario que las empresas reorienten el proceso de modernización del parque de medidores a la adquisición de medidores inteligentes ajustados a los requisitos de calidad como base para el establecimiento futuro de redes inteligentes.



ANEXO A.

Circuitos con frecuencia promedio por abonado y duración promedio de las interrupciones superior a los límites normativo

Ordenados por empresa

Empresa	Circuito	Abonados	DPIR	FPI
CNFL	BRASIL-CIUDAD COLON	8430	17,04	19,85
CNFL	CAJA-INDUSTRIAS	2189	16,36	11,93
CNFL	ELECTRIONA-MONTANA	821	15,90	10,15
CNFL	BARVA-CIPRESAL	3677	15,76	7,54
CNFL	CORONADO-CASCAJAL	9646	13,07	18,22
CNFL	DESAMPARADOS-SANTA MARTA	13964	12,19	13,74
CNFL	ALAJUELITA-LA VERBENA	11765	12,12	8,74
CNFL	LINDORA-GUACIMA	10643	11,20	12,76
CNFL	ESTE-SAN DIEGO	14645	10,80	7,18
CNFL	DESAMPARADOS-CALLE FALLAS	11297	10,61	9,45
CNFL	HIGUITO-PATARRÁ	9399	9,64	7,24
CNFL	PORROSATI-SANTA BARBARA	16994	8,91	7,78
CNFL	ESCAZU-JABONCILLOS	10961	8,75	9,51
CNFL	ANONOS-INDUSTRIAL	3139	8,20	7,30
CNFL	BRASIL-REFORMA	5289	8,10	15,49
CNFL	COLIMA-PRIMER AMOR	3159	8,04	7,96
CNFL	LINDORA-BRASIL	904	7,47	14,82
CNFL	SABANILLA-SAN RAFAEL	15295	6,64	9,67
CNFL	ESCAZÚ-PIEDES	6843	6,59	10,22
CNFL	HEREDIA-LOS LAGOS	2650	6,50	9,07
CNFL	COLIMA-GUADALUPE 2	5031	6,43	8,70
ESPH	LOS ANGELES	7625	8,35	9,07
ICE	PAILAS – HOSPITAL	12	57,28	25,50
ICE	GARITA-PARRITA	1912	49,67	24,47
ICE	LIBERIA-URBANO	11245	41,08	16,46
ICE	MOIN-PUERTO VIEJO	5370	30,23	11,83
ICE	PARRITA-QUEPOS	13878	29,53	11,33
ICE	JUANILAMA-JACO	8192	29,43	16,75
ICE	COBANO - POCHOTE	7144	28,66	15,68
ICE	SANTA RITA-NOSARA	13765	27,95	12,23
ICE	TORO-LAGUNA	122	27,78	8,22
ICE	PAPAGAYO-ENLACE LIBERIA	534	27,37	18,34
ICE	RIO CLARO-CHACARITA	3088	26,87	27,00
ICE	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA	11713	26,72	13,21
ICE	COBANO - LA ESPERANZA	2273	25,97	18,88



ICE	CAÑAS-LA IRMA	6589	25,29	10,98
ICE	CAHUITA-BRIBRI	15944	24,98	15,52
ICE	SAN ISIDRO-QUEPOS	22794	24,83	13,26
ICE	COBANO - URBANO	7402	24,37	11,42
ICE	MIRAVALLS-DEL ORO	13949	24,06	12,57
ICE	PALMAR-PALMAR SUR	11706	23,06	19,86
ICE	PARRITA-JACO	4330	21,87	17,09
ICE	MIRAVALLS-GUATUSO	24587	21,46	13,80
ICE	JACO ESTERILLOS	396	21,42	7,32
ICE	PAILAS-CURUBANDE	8152	21,28	10,07
ICE	RIO CLARO-GOLFITO	17064	20,99	14,61
ICE	PARRITA-SAVEGRE	16086	20,50	18,44
ICE	LEESVILLE-PIÑERAS	14722	19,88	11,80
ICE	GARITA-JUNQUILLO	10445	19,48	10,05
ICE	ARENAL-SANGREGADO	8392	18,53	16,14
ICE	JUANILAMA-HERRADURA	5556	17,64	11,99
ICE	GARITA-ATENAS	966	17,60	15,63
ICE	CAÑAS-GUAYABO	5394	17,19	10,57
ICE	SANTA RITA-COBANO	4183	16,22	10,37
ICE	LIBERIA-BAGACES	19326	14,24	11,39
ICE	MOIN-SIXAOLA	8930	14,18	10,89
ICE	PALMAR-PUERTO JIMENEZ	4694	14,06	23,23
ICE	GARABITO-LA IRMA	10686	13,92	13,83
ICE	SAN ISIDRO-PEJIBAYE	24790	13,52	11,18
ICE	GARITA-CIRUELAS	4336	12,48	10,31
ICE	ANGOSTURA-TRES EQUIS	5832	12,35	7,70
ICE	BARRANCA-FERTICA	406	12,27	10,76
ICE	PARRITA-MANUEL ANTONIO	5614	12,17	12,69
ICE	CAÑAS-BEBEDERO	9993	12,03	11,42
ICE	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES	23994	11,95	7,28
ICE	TRAPICHE - ZENT	27622	11,56	13,19
ICE	CAHUITA-COSTANERA	14130	11,52	7,92
ICE	SAN ISIDRO-BUENA VISTA	21472	11,28	8,40
ICE	MIRAVALLS-LOS CHILES	34977	10,99	10,56
ICE	LEESVILLE-GUACIMO	25992	10,29	7,70
ICE	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES NUEVO	26430	10,25	8,87
ICE	RIO CLARO-COTOS	6956	9,65	8,18
ICE	ANGOSTURA-PERALTA	5290	9,42	7,29
ICE	NARANJO-ROSARIO	5875	8,22	9,05
ICE	LIBERIA-PEÑAS BLANCAS	23407	8,19	7,67



ICE	TRAPICHE - SIQUIRRES 1	17856	8,17	8,75
ICE	LEESVILLE-RIO FRIO	41338	7,64	7,47
ICE	MIRAVALLS-GUAYABO	10339	7,31	9,81
ICE	JACO HERRADURA	6418	7,22	8,92
ICE	BARRANCA-CALDERA	4768	7,03	8,63
ICE	BARRANCA-PUNTARENAS 1	14188	6,96	8,37
ICE	RIO CLARO-SAN VITO	26110	6,39	11,00
ICE	POAS-TACARES	2835	6,34	8,34
LESCA	MONTERREY	4381	19,79	8,57
LESCA	SAN ISIDRO	12051	15,51	7,19
LESCA	SAN FRANCISCO	1408	13,77	9,48
LESCA	LA TABLA	4022	10,69	7,58
LESCA	FORTUNA	11150	10,39	7,14
LESCA	SANTA ROSA	11403	9,39	8,69
SANTOS	MORA	5986	18,81	18,65
SANTOS	LA PAZ	2351	13,13	9,92
SANTOS	ACOSANTA (2)	15242	12,19	16,27
SANTOS	SAN GERARDO-PROVIDENCIA	333	9,97	10,06
SANTOS	DOTA	6197	8,80	7,84
SANTOS	SAN ANTONIO	12430	8,26	7,96
SANTOS	RIO CONEJO (9)	8392	6,99	8,36



ANEXO B.

Circuitos con frecuencia promedio por abonado y duración promedio de las interrupciones igual o inferior a los valores normativos (Ordenados por empresa y valores de mayor a menor)

Empresa	Circuito	Abonados	DPIR	FPI
ALFA	SECTOR SUR	2733	3,48	4,10
ALFA	TORO	194	1,30	4,00
CNFL	DESAMPARADOS-RIO AZUL	6139	5,80	3,48
CNFL	HIGUITO-ASERRÍ	17117	5,70	4,07
CNFL	PORROSATI-SAN LORENZO	9092	5,53	3,47
CNFL	ALAJUELITA-LOS PINOS	9761	5,49	6,97
CNFL	SUR-ZAPOTE	2075	5,43	3,75
CNFL	ESTE-TRES RIOS	10427	5,11	5,69
CNFL	ELECTRIONA-POTRERILLOS	6350	5,09	5,65
CNFL	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO	12830	5,09	4,85
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-4A	1361	5,08	1,00
CNFL	BELEN-SAN JUAN	772	4,89	4,13
CNFL	HIGUITO-HIGUERONES	10965	4,85	3,42
CNFL	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS	9527	4,83	6,06
CNFL	CORONADO SAN JERONIMO	10094	4,82	4,17
CNFL	CAJA-CALLE RUSIA	2906	4,81	6,40
CNFL	ANONOS-MATA REDONDA	1826	4,78	3,85
CNFL	DESAMPARADOS-PORVENIR	1846	4,73	5,75
CNFL	ESTE-CONCEPCION	11916	4,39	1,61
CNFL	SAN MIGUEL-SANTO DOMINGO	8202	4,34	3,13
CNFL	COLIMA-GUADALUPE 1	2459	4,25	6,53
CNFL	ESCAZU-MULTIPLAZA	1641	4,22	3,15
CNFL	ANONOS-CIMA	1961	4,22	1,32
CNFL	SABANILLA-SAN MARINO	12949	3,87	4,04
CNFL	LINDORA-OJO DE AGUA	5840	3,87	3,95
CNFL	CURRIDABAT-CENTRAL	6112	3,76	4,75
CNFL	ALAJUELITA-EL LLANO	6482	3,72	4,83
CNFL	SUR-DESAMPARADOS	3149	3,60	5,39
CNFL	ANONOS-SABANA	2883	3,44	2,85
CNFL	SABANILLA-MIRAFLORES	3490	3,34	5,17
CNFL	ESTE-PINARES	4315	3,31	1,88
CNFL	DESAMPARADOS-CENTRAL	2560	3,20	3,80
CNFL	SAN MIGUEL-LLORENTE	14550	3,12	3,10
CNFL	URUCA-BARRIO DON BOSCO	2896	3,12	4,82



CNFL	SUR-SAN CAYETANO	4897	3,02	6,57
CNFL	SAN MIGUEL-SAN LUIS	3650	2,81	3,47
CNFL	PRIMER AMOR-VALENCIA	26	2,38	4,82
CNFL	CORONADO-SAN ISIDRO	10014	2,38	3,56
CNFL	SABANILLA-LOURDES	7266	2,32	3,20
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-3A	408	2,30	1,01
CNFL	URUCA-BARRIO MEXICO	2570	2,12	2,88
CNFL	SABANILLA-GUADALUPE	6865	2,01	2,63
CNFL	LINDORA-RADIAL	3054	1,97	1,25
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-3A	421	1,87	1,01
CNFL	ANONOS-AYALA	7373	1,81	0,92
CNFL	GUADALUPE-SANTA TERESITA	3156	1,71	5,36
CNFL	CORONADO-SAN BLAS	9050	1,56	1,44
CNFL	BELEN-SUBTERRANEO 1	2	1,37	1,00
CNFL	ALAJUELITA-MORENOS	3830	1,28	4,17
CNFL	BELEN-ZONA FRANCA AMERICA	170	1,12	1,00
CNFL	URUCA-SANTA ROSA	3514	1,12	3,65
CNFL	BRASIL-VENTANAS	1	0,92	2,00
CNFL	CAJA-LOMAS	446	0,89	1,30
CNFL	COLIMA-TIBAS	8761	0,74	2,15
CNFL	COLIMA-URUCA	4	0,67	2,00
CNFL	GUADALUPE-SAN VICENTE	227	0,64	3,14
CNFL	CAJA-ELECTRIONA 2	1	0,44	2,00
CNFL	LINDORA-HONDURA	398	0,18	0,97
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-1B	282	0,18	0,16
CNFL	COLIMA-PIUSES	2641	0,06	0,04
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-4B	793	0,04	0,03
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE 2B	518	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-1A	543	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-1B	634	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-2A	738	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-3B	534	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-4A	563	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO GUADALUPE-4B	1125	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-1A	522	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-2A	775	0,00	0,00



CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-2B	865	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO LOS ANGELES-3B	263	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-1A	1164	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-1B	580	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-2A	246	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-2B	1	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-3A	262	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-3B	236	0,00	0,00
CNFL	SUBTERRANEO URUCA-4B	704	0,00	0,00
ESPH	INDUSTRIAL	2784	4,61	2,95
ESPH	NORTE	27917	4,25	6,30
ESPH	LAS FLORES	34043	4,24	6,40
ESPH	SAN ISIDRO	8836	4,02	2,81
ESPH	ZFM	658	3,86	3,55
ESPH	SAN VICENTE	1266	3,74	3,54
ESPH	ESTE	1494	2,16	0,24
ESPH	SAN RAFAEL	6784	1,26	1,57
ESPH	SUR	5189	0,87	0,67
ESPH	HOSPIRA	105	0,20	0,98
GUANA	GUAYABAL-SANTA CRUZ	5824	5,89	6,02
GUANA	NUEVO COLON-OCOTAL	5742	4,96	6,10
GUANA	GUAYABAL-NICOYA	10921	4,72	6,97
GUANA	NUEVO COLON-POTRERO	2849	4,70	5,15
GUANA	SANTA RITA-HOJANCHA	9688	4,55	5,42
GUANA	#N/D	892	4,49	3,55
GUANA	GUAYABAL-SANTA BARBARA	5675	4,20	6,13
GUANA	GUAYABAL-FILADELFIA	11490	3,88	5,96
GUANA	NUEVO COLON-PLAYA MATAPALO	150	3,57	3,57
GUANA	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA	9978	2,93	5,53
ICE	NARANJO-LA ARGENTINA	1546	5,97	3,26
ICE	JACO HERMOSA	2122	5,78	5,67
ICE	NARANJO-SAN RAMON	58034	5,73	4,25
ICE	POAS-MESON	53186	5,72	4,97
ICE	BELEN-ALAJUELA	30974	5,65	3,51
ICE	BARRANCA-ESPARZA	22604	5,58	6,22
ICE	BARRANCA-URBANO	20700	5,15	5,07
ICE	GARITA-CEBADILLA	3202	5,03	3,72
ICE	TRAPICHE - POCORA	13545	5,02	4,54
ICE	PAPAGAYO-PAPAGAYO 2	404	4,73	1,43
ICE	BELEN-SARET	1204	4,54	1,93



ICE	NARANJO-ESTADIO	10133	4,54	2,39
ICE	COCO-ALAJUELA	11247	4,40	2,17
ICE	RIO MACHO-POSTE 70	6987	4,37	2,61
ICE	GARITA-SIQUIARES	904	4,17	2,55
ICE	JACO ESTEROS	5568	4,02	6,35
ICE	MOIN-MUELLE ALEMAN	25090	3,92	2,60
ICE	SAN ISIDRO-INDUSTRIAS	11496	3,91	4,24
ICE	CONCAVAS-LA LUCHA	92	3,85	2,23
ICE	CACHI-POSTE 70	6615	3,80	2,37
ICE	POAS-POAS	9563	3,70	3,25
ICE	COCO-DULCE NOMBRE	20854	3,59	2,58
ICE	JUANILAMA-OROTINA	20590	3,46	3,78
ICE	RIO CLARO-CIUDAD NEILY	20548	3,03	3,95
ICE	TRAPICHE - LA PISTA	2358	3,02	4,60
ICE	BARRANCA-PUNTARENAS 2	9020	2,98	4,20
ICE	RIO MACHO-EL LLANO	60	2,97	1,11
ICE	COCO-RECOPE	346	2,82	2,71
ICE	POAS-LOS LLANOS	26	2,56	1,54
ICE	JUANILAMA-INDUSTRIAS	1064	2,47	1,71
ICE	SAN ISIDRO-URBANO	23820	2,46	2,28
ICE	COYOL-LAGO	270	2,39	2,60
ICE	RIO MACHO-DOS AMIGOS	434	2,20	1,16
ICE	COYOL-CIRUELAS	184	2,09	0,67
ICE	LESVILLE - ARCELOR	2	1,82	1,00
ICE	POAS-PANDUIT	4	1,72	1,00
ICE	COYOL-LLANOS	166	1,55	1,43
ICE	TURRIALBA-RECOPE	11097	1,34	1,77
ICE	NARANJO-BARRANCA	2550	1,29	5,13
ICE	CONCAVAS-TRES RIOS	12	1,25	0,67
ICE	POAS-COYOL 2	3	1,08	1,34
ICE	COYOL-RECOPE	70	0,94	0,50
ICE	COCO-INDUSTRIAS	680	0,71	0,97
ICE	MOIN – APM_TERMINALS	306	0,63	0,46
ICE	BARRANCA-ZONA FRANCA	40	0,62	1,30
ICE	COYOL- INDUPARK	186	0,46	1,12
ICE	CONCAVAS-RIO MACHO	336	0,43	0,46
ICE	COYOL-PROPARK	52	0,29	0,26
ICE	PALMAR-INTERAMERICANA	292	0,26	0,22
ICE	COCO-TECNOPARQUES	284	0,25	1,08
ICE	MOIN-RECOPE	2	0,17	1,00
ICE	COYOL-DOS PINOS	2	0,15	1,00



ICE	EL ESTE-VICESA	233	0,12	0,02
ICE	COYOL-LOS CEIBOS	71	0,09	0,50
ICE	COYOL- PORTICO	124	0,01	0,09
ICE	COYOL-MULTITENANT	112	0,01	0,06
JASEC	PACAYAS	9851	4,07	1,53
JASEC	SAN ISIDRO	2534	4,05	2,20
JASEC	QUEBRADILLA	7069	3,55	2,38
JASEC	PARAISO	11770	2,94	1,10
JASEC	TARAS	6492	2,75	2,43
JASEC	SAN BLAS	6827	2,55	3,26
JASEC	CERRILLOS	17332	2,27	2,24
JASEC	CORIS INDUSTRIAL	114	2,16	0,68
JASEC	CARTAGO	7674	2,15	2,23
JASEC	TEJAR-GUADALUPE	13117	1,49	1,36
JASEC	FATIMA	9401	1,45	2,19
JASEC	OCHOMOGO	4061	1,38	1,90
JASEC	GRUPO Z	1233	0,82	0,18
JASEC	PARQUE INDUSTRIAL	54	0,81	1,13
JASEC	COCORI	3543	0,27	0,13
JASEC	DATA CENTER	1	0,00	0,00
JASEC	TECNO PARK	48	0,00	0,00
LESCA	VIRGEN	3803	5,27	4,41
LESCA	TORO	383	4,94	2,60
LESCA	PUERTO VIEJO	2410	4,81	2,58
LESCA	PITAL	5014	4,34	3,40
LESCA	PLATANAR	3918	4,24	2,78
SANTOS	FIDCA	3	0,45	3,00



ANEXO C

Circuitos con mayor conteo de interrupciones por flora mayor de 50

Empresa	Circuito	Cantidad de incidencias por flora	Nombre Circuito
CNFL	324	139	CORONADO-CASCAJAL
CNFL	21	98	BRASIL-CIUDAD COLON
CNFL	98	96	PORROSATI-SANTA BARBARA
CNFL	111	80	SABANILLA-SAN RAFAEL
CNFL	87	76	LINDORA-GUACIMA
CNFL	54	67	ESCAZU-JABONCILLOS
CNFL	408	52	HIGUITO-ASERRÍ
COOPEGUANACASTE	218	176	GUAYABAL-TAMARINDO
COOPEGUANACASTE	213	105	GUAYABAL-FILADELFIA
COOPEGUANACASTE	306	79	SANTA RITA-PAQUERA
COOPEGUANACASTE	304	76	SANTA RITA-HOJANCHA
COOPEGUANACASTE	214	69	GUAYABAL-NICOYA
COOPEGUANACASTE	216	65	GUAYABAL-SANTA BARBARA
COOPEGUANACASTE	257	50	NUEVO COLON-OCOTAL
COOPEGUANACASTE	258	50	NUEVO COLON-PLAYA HERMOSA
COOPELESCA	118	174	SANTA ROSA
COOPELESCA	113	165	SAN ISIDRO
COOPELESCA	65	95	FORTUNA
COOPELESCA	84	68	LA TABLA
COOPELESCA	31	58	CHILAMATE
COOPELESCA	92	56	MONTERREY
ICE	179	478	CAHUITA-BRIBRI
ICE	299	458	SAN ISIDRO-QUEPOS
ICE	274	343	PARRITA-QUEPOS
ICE	273	292	PARRITA-SAVEGRE
ICE	228	276	LEESVILLE-RIO FRIO
ICE	222	258	JUANILAMA-JACO
ICE	242	231	MIRAVALLS-DEL ORO
ICE	180	223	CAHUITA-COSTANERA
ICE	224	208	LEESVILLE-GUACIMO
ICE	351	203	MIRAVALLS-LOS CHILES
ICE	234	200	LIBERIA-URBANO
ICE	310	192	TRAPICHE - ZENT
ICE	221	190	JUANILAMA-HERRADURA
ICE	243	189	MIRAVALLS-GUATUSO
ICE	349	189	JUANILAMA-OROTINA



ICE	305	185	SANTA RITA-NOSARA
ICE	223	167	LEESVILLE-CARIARI
ICE	181	165	CANAS-BEBEDERO
ICE	227	161	LEESVILLE-PIÑERAS
ICE	248	149	MOIN-SIXAOLA
ICE	263	147	PALMAR-CORTES
ICE	357	141	PALMAR-PALMAR SUR
ICE	207	136	GARITA-JUNQUILLO
ICE	183	131	CAÑAS-LA IRMA
ICE	208	124	GARITA-PALMARES
ICE	285	115	RIO CLARO-GOLFITO
ICE	171	111	BARRANCA-ESPARZA
ICE	346	109	GARABITO-LA IRMA
ICE	365	105	SANTA RITA-RESPALDO NOSARA
ICE	246	96	MOIN-PUERTO VIEJO
ICE	182	93	CAÑAS-GUAYABO
ICE	286	91	RIO CLARO-SAN VITO
ICE	230	88	LIBERIA-BAGACES
ICE	342	86	COBANO - POCHOTE
ICE	403	81	SAN ISIDRO-BUENOS AIRES NUEVO
ICE	354	80	PAILAS-CURUBANDE
ICE	295	77	SAN ISIDRO-BUENA VISTA
ICE	368	77	JACO NEXUS
ICE	271	74	PARRITA-JACO
ICE	174	71	BELEN-ALAJUELA
ICE	264	71	PALMAR-PUERTO JIMENEZ
ICE	303	71	SANTA RITA-COBANO
ICE	164	70	ARENAL-SANGREGADO
ICE	287	69	RIO CLARO-TECNOLOGICO
ICE	298	69	SAN ISIDRO-PEJIBAYE
ICE	272	67	PARRITA-MANUEL ANTONIO
ICE	282	67	RIO CLARO-CHACARITA
ICE	283	67	RIO CLARO-CIUDAD NEILY
ICE	244	60	MOIN-LIMON
ICE	210	59	GARITA-PURISCAL
ICE	284	58	RIO CLARO-COTOS
ICE	319	58	TURRIALBA-GRANO DE ORO
ICE	341	57	COBANO - URBANO
ICE	163	55	ANGOSTURA-TRES EQUIS
ICE	278	55	POAS-TUETAL
ICE	255	53	NARANJO-SAN RAMON



ICE	209	52	GARITA-PARRITA
ICE	162	51	ANGOSTURA-PERALTA
ICE	225	50	LEESVILLE-GUAPILES
JASEC	269	59	PARAISO



ANEXO D.

Circuitos con conteo de perturbaciones por colisión de vehículos mayor a 10

Empresa	Circuito	Cantidad de incidencias por colisión de vehículos	Nombre Circuito
CNFL	7	33	ALAJUELITA-SAN FELIPE
CNFL	408	27	HIGUITO-ASERRÍ
CNFL	98	25	PORROSATI-SANTA BARBARA
CNFL	87	22	LINDORA-GUACIMA
CNFL	406	22	HIGUITO-LOS GUIDO
CNFL	54	21	ESCAZU-JABONCILLOS
CNFL	48	19	DESAMPARADOS-SANTA MARTA
CNFL	71	18	HEREDIA-BARREAL
CNFL	407	18	HIGUITO-HIGUERONES
CNFL	47	16	DESAMPARADOS-SAN ANTONIO
CNFL	327	16	CORONADO SAN JERONIMO
CNFL	30	15	CAJA-PAVAS
CNFL	105	14	SABANILLA-IPIS
CNFL	114	14	SAN MIGUEL-LLORENTE
CNFL	57	13	ESCAZU-SANTA ANA NORTE
CNFL	97	13	PORROSATI-SAN LORENZO
CNFL	111	13	SABANILLA-SAN RAFAEL
CNFL	2	12	ALAJUELITA-LA VERBENA
CNFL	4	12	ALAJUELITA-LOS PINOS
CNFL	62	12	ESTE-SAN DIEGO
CNFL	108	12	SABANILLA-PURRAL
CNFL	116	12	SAN MIGUEL-SANTO TOMAS
CNFL	329	12	SAN MIGUEL-SANTO DOMINGO
CNFL	58	10	ESCAZU-SANTA ANA SUR
CNFL	63	10	ESTE-TRES RIOS
CNFL	106	10	SABANILLA-LOURDES
CNFL	109	10	SABANILLA-SAN MARINO
CNFL	324	10	CORONADO-CASCAJAL
CNFL	326	10	CORONADO-SAN ISIDRO
CNFL	411	10	ESCAZÚ-PIEDES
COOPEGUANACASTE	213	15	GUAYABAL-FILADELFIA
COOPEGUANACASTE	214	15	GUAYABAL-NICOYA
COOPEGUANACASTE	304	12	SANTA RITA-HOJANCHA
COOPEGUANACASTE	217	10	GUAYABAL-SANTA CRUZ
COOPEGUANACASTE	218	10	GUAYABAL-TAMARINDO
COOPEGUANACASTE	257	10	NUEVO COLON-OCOTAL



COOPESANTOS	78	11	ACOSANTA (2)
ESPH	85	27	LAS FLORES
ESPH	94	22	OESTE
ESPH	279	22	QUEBRADAS
ESPH	93	19	NORTE
ESPH	294	10	SAN ISIDRO
ICE	351	10	MIRAVALLS-LOS CHILES
JASEC	315	21	TEJAR-GUADALUPE
JASEC	262	19	PACAYAS
JASEC	269	19	PARAISO
JASEC	292	17	SAN BLAS
JASEC	187	16	CERRILLOS
JASEC	280	12	QUEBRADILLA



