

# Informe de evaluación de la calidad del suministro eléctrico.

## Sector Distribución

### I semestre 2017





## Contenido

<b>Resumen Ejecutivo</b> .....	5
<b>1. Comparativa y resultados nacionales</b> .....	6
<b>1.1. Continuidad del suministro</b> .....	6
1.1.1. Cantidad de salidas de servicio .....	6
1.1.2. Tiempo fuera de servicio .....	7
<b>1.2. Programa de intervención de transformadores</b> .....	8
<b>1.3. Programa de evaluación Aresep-UCR</b> .....	9
<b>1.4. Programa de evaluación de acometidas eléctricas</b> .....	10
<b>1.5. Programa de evaluación en la gestión técnica y actividad comercial</b> .....	11
1.5.1. Gestión técnica por perturbaciones .....	11
1.5.2. Gestión técnica por oportunidad del servicio .....	12
1.5.3. Gestión comercial en la atención de quejas .....	13
<b>2. Evaluación de la continuidad por circuitos por distribuidora</b> .....	14
<b>2.1 Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.</b> .....	14
2.1.1. Duración de interrupciones .....	14
2.1.2. Frecuencia de interrupciones .....	15
<b>2.2 Instituto Costarricense de Electricidad</b> .....	16
2.2.1. Duración de interrupciones .....	16
2.2.2. Frecuencia de interrupciones .....	17
<b>2.3 Empresa de Servicios Públicos de Heredia</b> .....	18
2.3.1. Duración de interrupciones .....	18
2.3.2. Frecuencia de Interrupciones .....	19
<b>2.4 Junta administrativa del servicio eléctrico de Cartago</b> .....	20
2.4.1. Duración de las interrupciones .....	20
2.4.2. Frecuencia de interrupciones .....	20
<b>2.5 Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.</b> .....	21
2.5.1. Duración de las interrupciones .....	21
2.5.2. Frecuencia de las interrupciones .....	22
<b>2.6 Cooperativa de electrificación rural de San Carlos</b> .....	22
2.6.1. Duración de las interrupciones .....	23
2.6.2. Frecuencia de las interrupciones .....	23
<b>2.7 Cooperativa de electrificación rural de Los Santos</b> .....	24
2.7.1. Duración de las interrupciones .....	24
2.7.2. Frecuencia de las interrupciones .....	25

<b>2.8</b>	<b>Cooperativa de electrificación rural de Alfaro Ruiz .....</b>	<b>26</b>
2.8.1.	Duración de las interrupciones .....	26
2.8.2.	Frecuencia de las interrupciones .....	26
<b>3.</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>27</b>
<b>4.</b>	<b>Recomendaciones .....</b>	<b>28</b>

## Resumen Ejecutivo

Durante el primer semestre del 2017 se estableció una nueva estructura para los programas de verificación de la calidad desarrollados por parte de las empresas eléctricas, debiendo éstas abocarse ahora al análisis integral de ramales de distribución a baja tensión asociados a transformadores de distribución, previamente seleccionados por la Autoridad Reguladora. Además, de manera paralela se continuó con el programa de evaluación de la calidad de la electricidad desarrollado por la Aresep en conjunto con el programa UVECASE de la Universidad de Costa Rica, el cual comprendió, entre otras cosas, la medición y registro de los parámetros de calidad de la tensión eléctrica con que las empresas distribuidoras brindan la energía eléctrica a sus abonados, en los sectores industrial, general y residencial, tanto en servicios monofásicos como en los trifásicos.

El presente documento contiene un resumen de los resultados de cinco programas nacionales, a saber:

- Continuidad del Servicio
- Programa de Intervención de Transformadores
- Evaluación de la Calidad Aresep-UCR
- Evaluación de Acometidas Eléctricas
- Evaluación de la gestión técnica y actividad comercial.

También se incluyen los resultados más trascendentes en los circuitos de cada distribuidora, referentes a la continuidad del servicio.

Finalmente, este informe constituye un medio para continuar promoviendo la democratización de información de interés público, así como facilitar a los usuarios el acceso oportuno a los resultados obtenidos en cuanto a calidad en el servicio, de manera que puedan realizar una participación ciudadana más informada y estratégica. Asimismo, brindar a los prestadores del servicio de suministro de electricidad, indicadores desde diferentes perspectivas que finalmente muestran su relación con el consumidor final y sirvan de insumo para retroalimentar la toma de decisiones y promover un proceso de mejora continua que permita posicionar la calidad como un derecho para los usuarios y una obligación para los prestadores del servicio.

## 1. Comparativa y resultados nacionales

### 1.1. Continuidad del suministro

Para la observación de la continuidad del suministro, es de interés verificar dos aspectos principales:

- La cantidad de salidas de servicio promedio por abonado
- El tiempo promedio fuera de servicio por abonado.

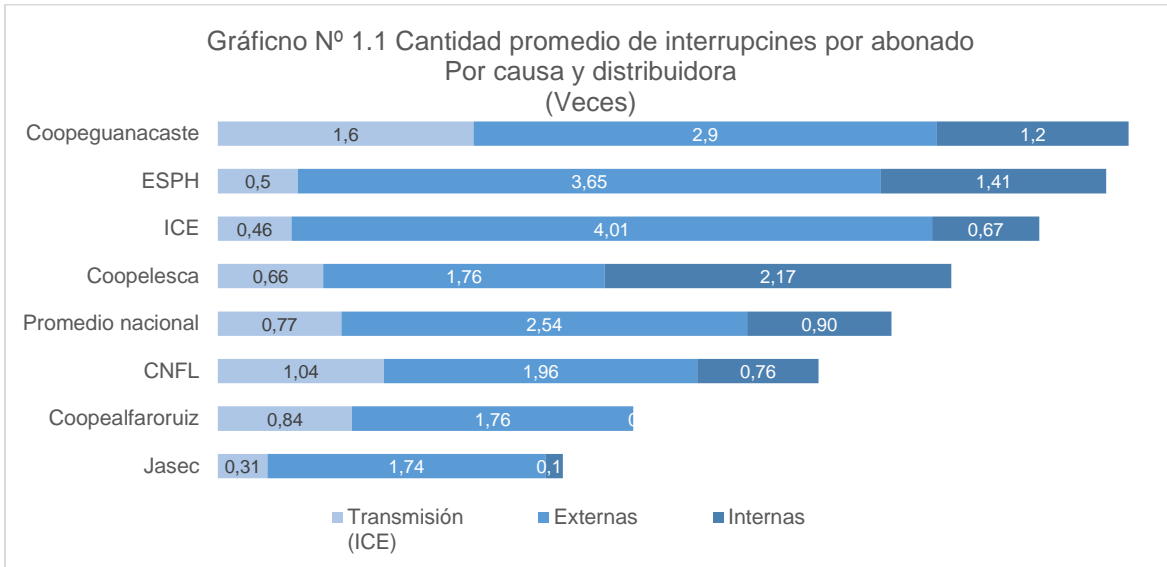
En la siguiente sección, se presentan los datos por distribuidora, así como el promedio nacional de cada uno de los aspectos descritos. Por el momento, al no disponerse todavía de una clasificación estandarizada por tipos de circuitos, se considera la totalidad de éstos para la comparación, por lo que aspectos cualitativos de la operación real son omitidos (exposición a agentes naturales, longitud de los circuitos, densidad de carga), debido a esto, no se establecen mayores comparaciones dada la diversidad de componentes implicados.

#### 1.1.1. Cantidad de salidas de servicio

El gráfico N° 1.1 resume la cantidad promedio de salidas de servicio por distribuidora, clasificadas según su origen, así como el promedio nacional. Según se desprende del gráfico referenciado, para el primer semestre del 2017, la cantidad promedio de interrupciones del servicio eléctrico, percibidas por los usuarios, fue de 4,22 cortes del suministro; correspondiendo 0,77 interrupciones a fallas en el sistema de transmisión del ICE (incluyendo la falta de abastecimiento en generación); 2,54 interrupciones a influencias medioambientales, de la actividad humana y de redes eléctricas externas; y 0,90 interrupciones a consecuencia de las actividades de operación y mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución.

Al analizar el gráfico, se observa que para ESPH, el ICE, CNFL, Coopealfaroruz y Jasec, la mayor parte de las salidas de operación fueron ocasionadas por causas externas. Únicamente para el caso de Coopelesca, las causas de origen interno representaron mayoría (por actividades de operación y mantenimiento de la red). En el caso de los sistemas de transmisión del ICE, se incluyen las faltas de abastecimiento de generación, y fue la menor causa de salidas para todas las distribuidoras.





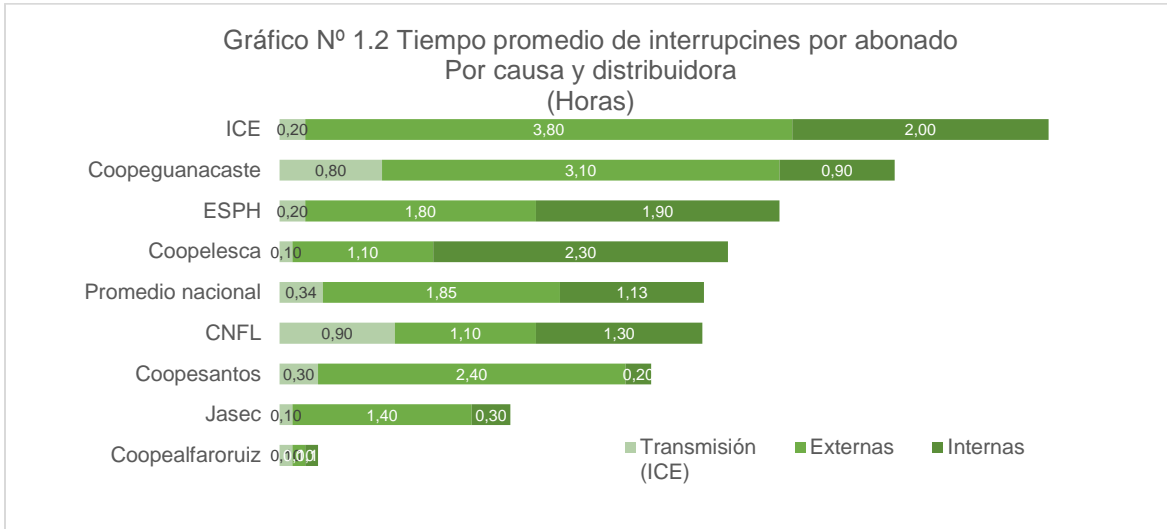
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

### 1.1.2. Tiempo fuera de servicio

Respecto al tiempo de interrupción por abonado los resultados del primer semestre fueron representados en el gráfico N° 1.2, donde se agrupó el tiempo promedio de interrupción según la empresa distribuidora y según el origen de la interrupción.

De dicho gráfico se desprende que la mayor parte del tiempo de interrupción se debió, para todas las distribuidoras, a causas externas (factores externos a la red de la empresa); ocupando el segundo lugar, las causas internas (eventos no programados en la red de la empresa y salidas programadas en la red propiedad de la empresa). De lo anterior, se deduce que las interrupciones ocasionadas por la transmisión han tenido la menor duración en todos los casos.

En el caso del promedio nacional, se obtuvo un resultado de 3,68 horas. Sin embargo, se rescata la aclaración realizada al inicio del apartado, ya que debido a la diversidad de circuitos implicados (variedad en densidades de carga, condiciones ambientales y condiciones de uso de la energía), de momento no es posible establecer afirmaciones comparativas.

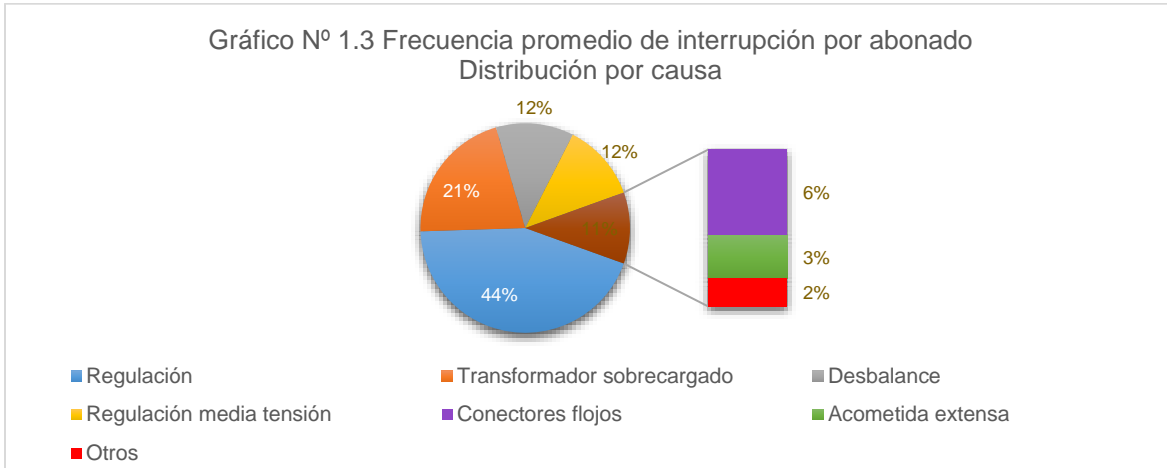


## 1.2. Programa de intervención de transformadores

Mediante el programa de intervención de transformadores establecido en el capítulo VI de la norma AR-NT-SUCAL, en el periodo en estudio, se realizaron mediciones cuyo impacto alcanzó los 22 514 usuarios beneficiados.

En un análisis de causalidad de dichas deficiencias, según se desprende del gráfico N° 1.3 las no conformidades en la tensión de suministro se deben principalmente a la regulación de la tensión en los transformadores de distribución (44%), el desbalance en las redes de media tensión (12%), a transformadores sobrecargados (21%), otras causas menores tales como: conectores flojos (6%), acometida extensa (3%), y otros con un 2% donde se consideraron la conexión del neutro, conexión primaria y base del medidor.

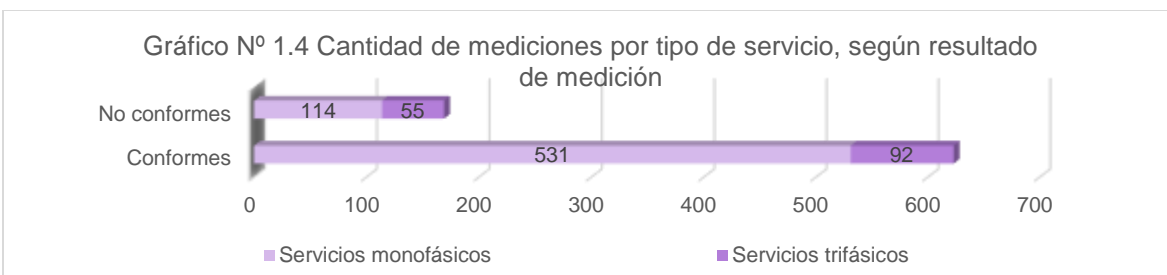




Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

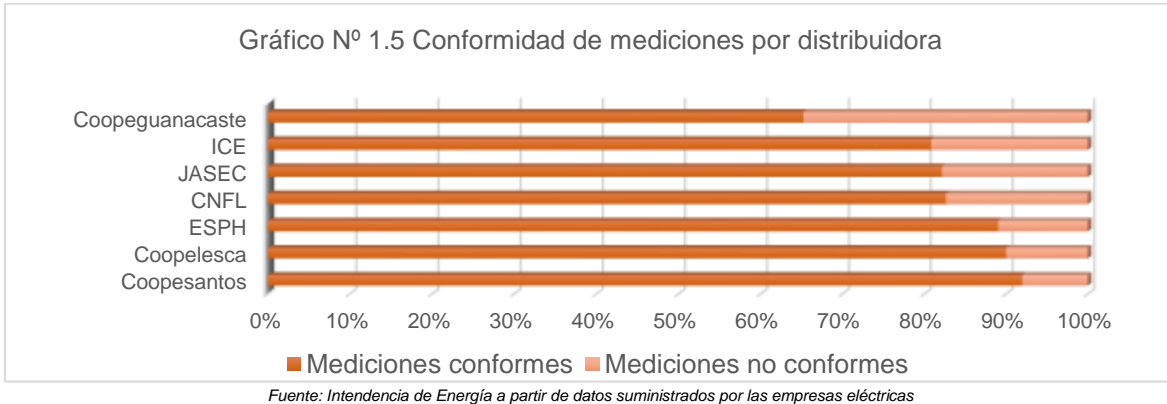
### 1.3. Programa de evaluación Aresep-UCR

Referente al programa de evaluación de la calidad de la electricidad, promovido por la Intendencia de Energía con apoyo de la Universidad de Costa Rica, durante el primer semestre del 2017 se realizaron un total de 792 estudios de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios monofásicos (645) y trifásicos (147) servidos en baja tensión, los cuales fueron debidamente notificados, tanto a las empresas como a los usuarios respectivos. De los servicios estudiados, 169 presentaron al menos una no conformidad respecto a la normativa técnica. En el gráfico N° 1.4 se muestra la totalidad de mediciones realizada, agrupada por condición de conformidad y tipo de servicio.



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

El porcentaje de no conformidades medidas, agrupadas por empresa distribuidora, se muestra en el gráfico N° 1.5. El menor porcentaje de no conformidades lo tuvieron Coopesantos y Copelesca, mientras que las distribuidoras con mayor porcentaje de no conformidades detectadas fueron Copeguanacaste y Jasec.



Es importante señalar que, en seis servicios, las deficiencias fueron por causas propias de los usuarios, debido a las corrientes armónicas que genera su equipamiento.

#### 1.4. Programa de evaluación de acometidas eléctricas

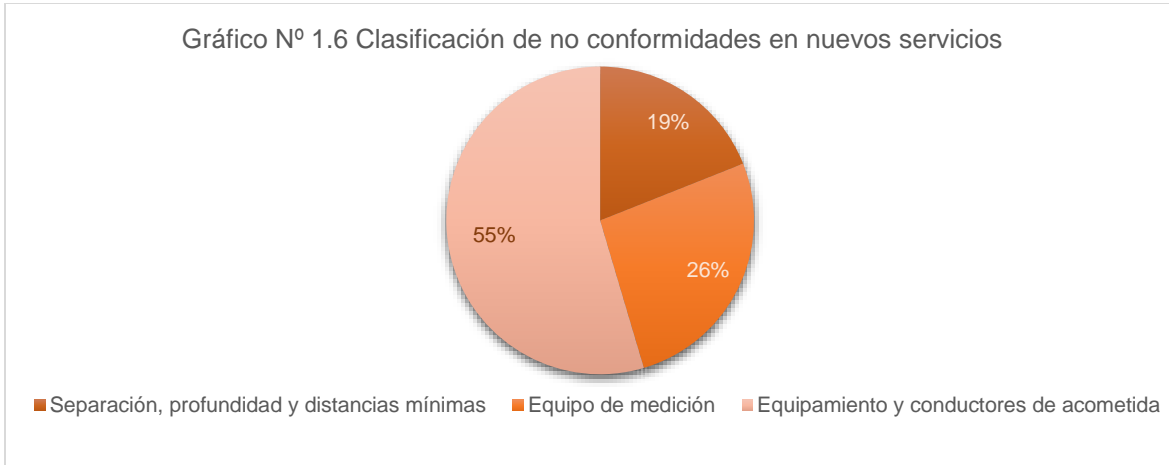
A partir de enero del 2017, se inició, la supervisión sistemática de las acometidas eléctricas, por parte de las distribuidoras, previo a la conexión de los nuevos servicios eléctricos, conforme a los requerimientos establecidos en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”.

El procesamiento de los datos suministrados por las empresas muestra que, durante el primer semestre del 2017, se habilitaron un total de 27 621 acometidas eléctricas nuevas, de las cuales un 98,6 % fueron para servicios monofásicos a baja tensión, 0,72% para servicios trifásicos a baja tensión, 0,42% para servicios trifásicos a baja tensión y 0,25% para servicios monofásicos a media tensión. De las acometidas nuevas habilitadas, 24% de las monofásicas en baja tensión y 64% de las monofásicas en media tensión, mostraron al menos una no conformidad en relación con las especificaciones establecidas en la norma técnica regulatoria (AR-NT-SUINAC). En el caso de las trifásicas, 65% de las acometidas en media tensión y 7% de las de baja tensión, presentaron al menos una no conformidad.

En cuanto a las causas de no conformidades, en el primer semestre se detectaron un total de 9 039 no conformidades, de las cuales, un 19% se debió a la separación, profundidad o distancias mínimas entre elementos de las acometidas, 26% por incumplimientos a la ubicación del equipo de medición y 55% debido a



incumplimientos relacionados con las características del equipamiento y de los conductores de las acometidas.



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

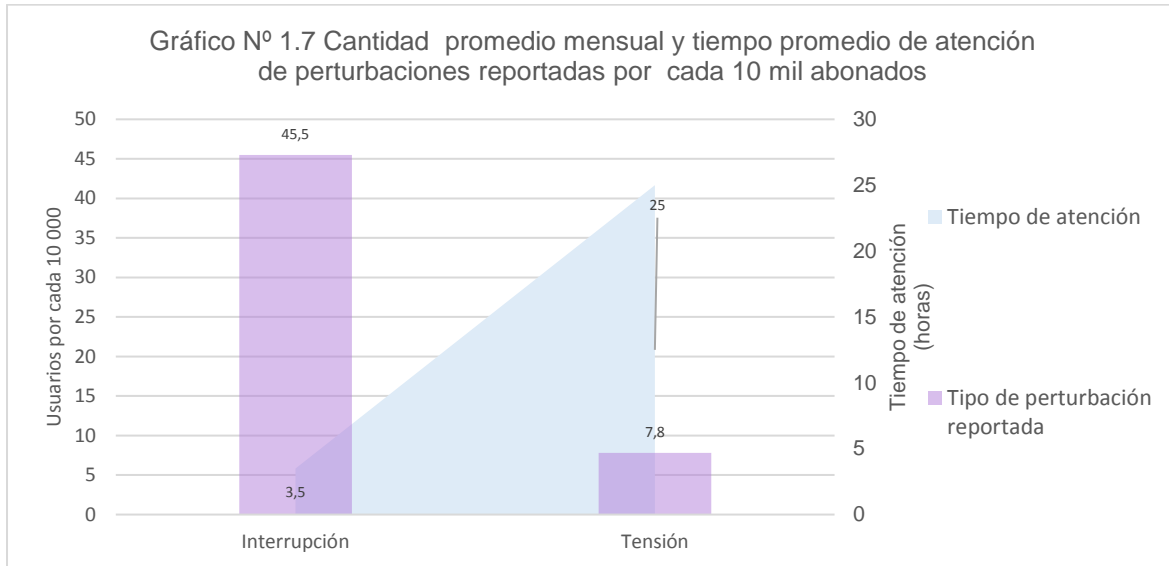
## 1.5. Programa de evaluación en la gestión técnica y actividad comercial

La norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”, establece en su capítulo XII una serie de indicadores para evaluar la gestión técnica y comercial de la empresa en lo que respecta a la atención de las perturbaciones en el suministro eléctrico (gestión técnica por calidad), en la conexión y reconexión de servicios eléctricos (gestión técnica por oportunidad del servicio) y en la atención de las quejas formuladas por los abonados en lo que refiere a los aspectos comerciales de facturación, calidad del servicio, medición y actividad comercial. El registro y supervisión de los indicadores anteriores, por parte de las empresas eléctricas y la Intendencia de Energía, se inició durante el presente año con los resultados expuestos en este apartado.

### 1.5.1. Gestión técnica por perturbaciones

El gráfico N°1.7 muestra la cantidad promedio, por cada 10 mil abonados, de reportes por perturbaciones en el suministro eléctrico (interrupciones y deficiencias de tensión) reportadas por los usuarios del servicio eléctrico. Para la clasificación, se interpretó como interrupción, la pérdida de la tensión en una o más fases durante un periodo dado y como deficiencia en la tensión (en el gráfico indicado como

“tensión”), el suministro de valores por debajo de los establecidos en la norma AR-NT-SUCAL.

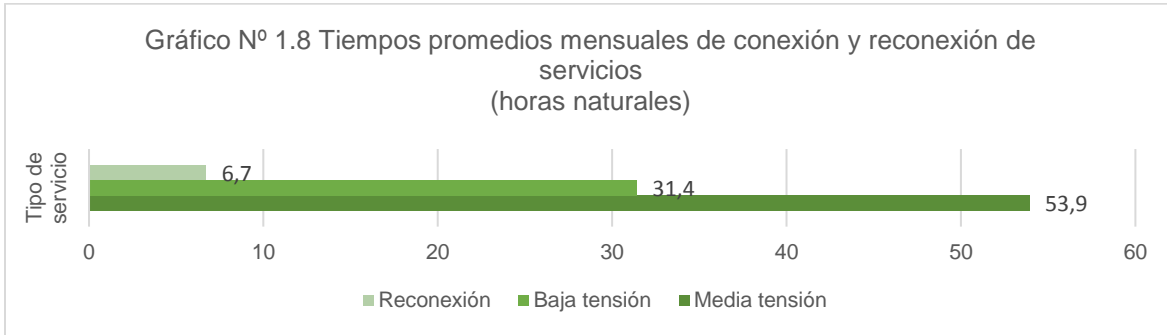


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Del gráfico anterior, se observa que, durante el periodo en estudio, 45,5 usuarios por cada 10 mil, reportaron una interrupción en el suministro eléctrico, las cuales fueron atendidas y solucionadas en el plazo promedio de 3,5 horas; mientras que 7,8 usuarios por cada 10 mil, reportaron una deficiencia en la tensión de suministro, las cuales se atendieron en el plazo de 25 horas hábiles.

#### 1.5.2. Gestión técnica por oportunidad del servicio

El gráfico N° 1.8 muestra los tiempos (en horas naturales) promedios mensuales para la conexión de servicios nuevos en baja y media tensión y el tiempo promedio en la reconexión de servicios.

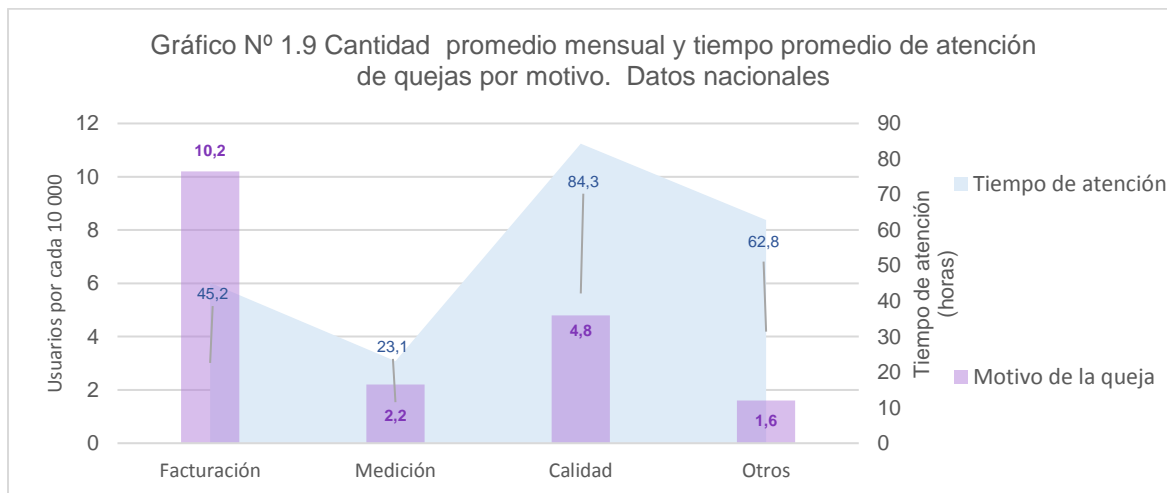


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Según se desprende de dicho gráfico, las reconexiones presentaron la mayor celeridad de atención, con un promedio de 6,7 horas naturales, mientras que las conexiones de media tensión, demandaron un mayor tiempo para su realización (en promedio 53,9 horas naturales).

### 1.5.3. Gestión comercial en la atención de quejas

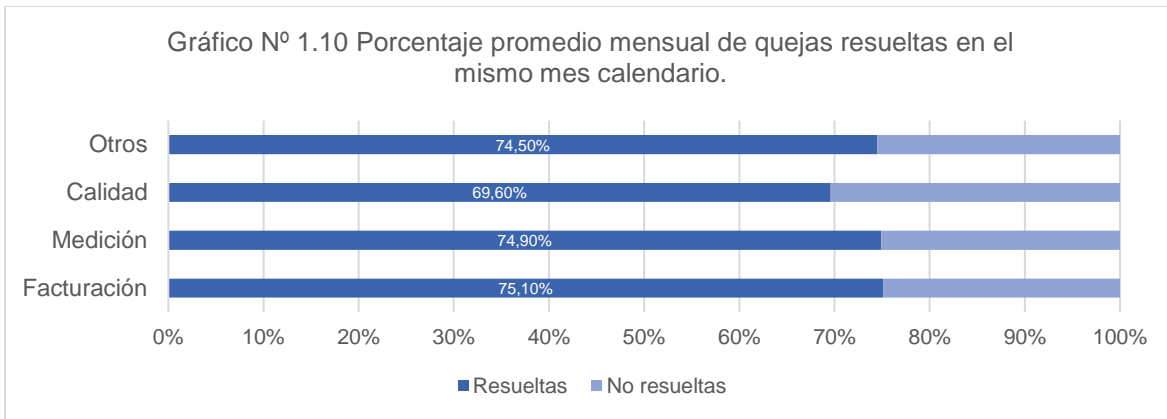
En el gráfico N° 1.9 se muestra la cantidad promedio mensual, por cada 10 mil abonados, de quejas presentadas para tipificación de las mismas. La mayor cantidad de quejas giró en torno a la facturación, seguida en segundo lugar por condiciones de la calidad.



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

La duración promedio en la atención de cada tipo de queja se muestra en el mismo gráfico, con escala en el eje vertical derecho. En dicho gráfico se observa que las quejas que demoraron más en ser atendidas son aquellas relacionadas con la calidad de la energía, mientras que las que se han atendido con mayor prontitud son las referentes a temas de medición.

En lo que respecta a la atención y resolución de las quejas, el gráfico N° 1.10 muestra que en promedio (salvo las quejas por calidad del servicio), el 75% de las quejas fueron atendidas en el mismo mes en que fueron presentadas. Con la información remitida actualmente, no es posible conocer el tiempo de respuesta de las quejas que sobrepasaron el mes calendario.



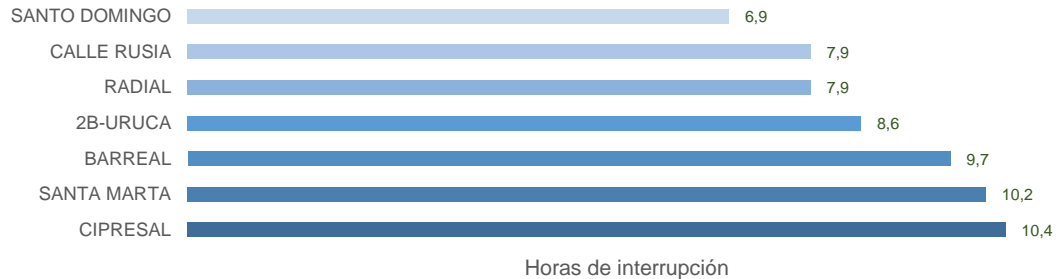
## 2. Evaluación de la continuidad por circuitos por distribuidora

### 2.1 Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

#### 2.1.1. Duración de interrupciones

El gráfico N° 2.1 muestra el detalle de los circuitos con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. Se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado fueron los servidos a través de los circuitos Cipresal, Santa Marta y Barreal.

**Gráfico N° 2.1 Circuitos con mayor tiempo de interrupción total, CNFL, S.A.**  
(Horas)



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

Considerando únicamente las interrupciones propias de la empresa, se tiene que los circuitos con mayor tiempo promedio de interrupción por abonado fueron: (gráfico N° 2.2), Santo Domingo, Los Lagos y Ciudad Colón.

**Gráfico N° 2.2 Circuitos con mayor tiempo de interrupción promedio, origen interno CNFL,S.A.**  
(Horas)

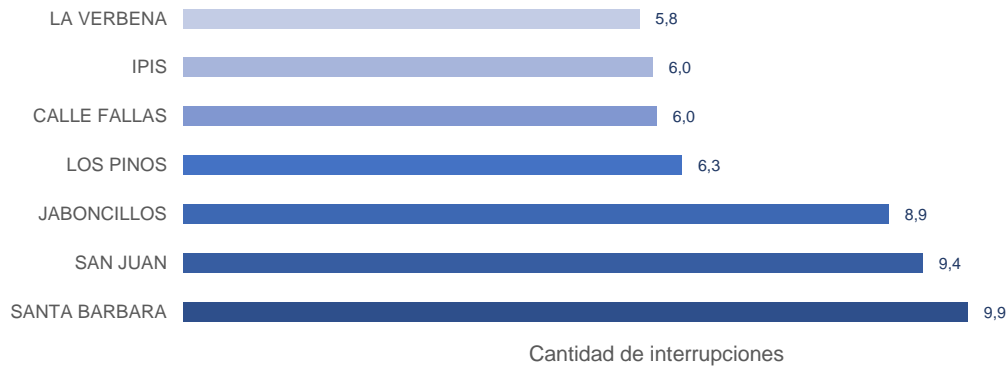


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

### 2.1.2. Frecuencia de interrupciones

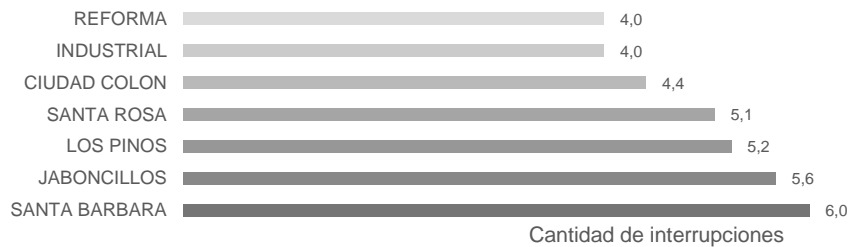
Considerando únicamente las interrupciones originadas en la red de la empresa, como se muestra en el gráfico N° 2.3, los circuitos con mayor frecuencia de interrupciones por abonado fueron: Santa Bárbara, Jaboncillos y Los Pinos.

Gráfico N° 2.3 Circuitos con mayor frecuencia promedio total por abonado CNFL, S.A. (veces)



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

Gráfico N° 2.4 Circuitos con mayor frecuencia promedio de interrupciones, origen interno. CNFL, S.A. (veces)



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

Al comparar los gráficos anteriores se observa que los circuitos Santa Bárbara, Jaboncillo y Los Pinos, presentaron mayor cantidad de interrupciones, independientemente del origen de las mismas.

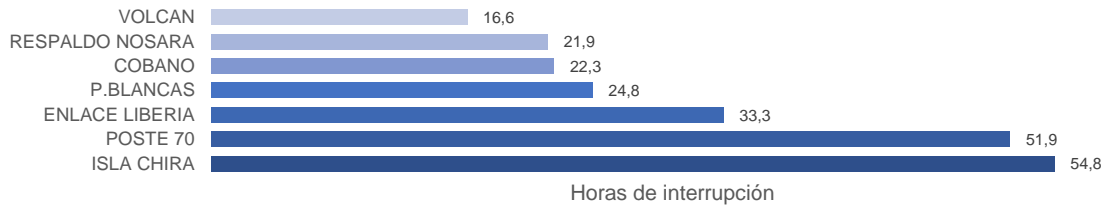
## 2.2 Instituto Costarricense de Electricidad

### 2.2.1. Duración de interrupciones

A continuación, se muestra el detalle de los circuitos con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. En el gráfico N° 2.5 se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción, fueron los servidos a través de los circuitos Isla Chira, Cachí-Poste 70 y Enlace Liberia.



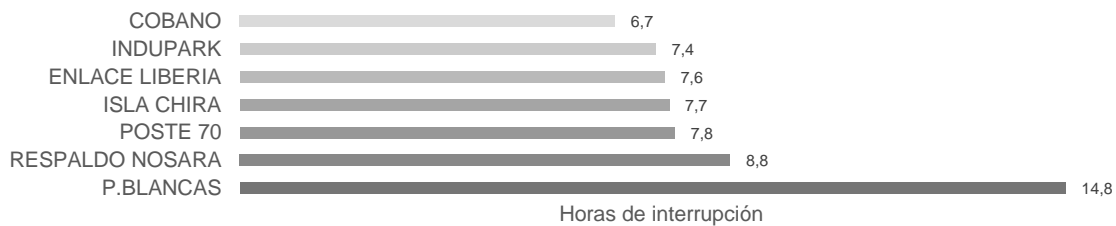
**Gráfico N° 2.5 Circuitos con mayor tiempo promedio total de interrupción por abonado.ICE (Horas)**



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

Considerando únicamente las interrupciones propias de la empresa, los siete circuitos con mayor tiempo promedio de interrupción, determinándose que los circuitos Peñas Blancas, Respaldo Nosara, Cachí-Poste 70 e Isla Chira.

**Gráfico N° 2.6 Circuitos con mayor tiempo promedio de interrupción por abonado, origen interno.ICE (Horas)**

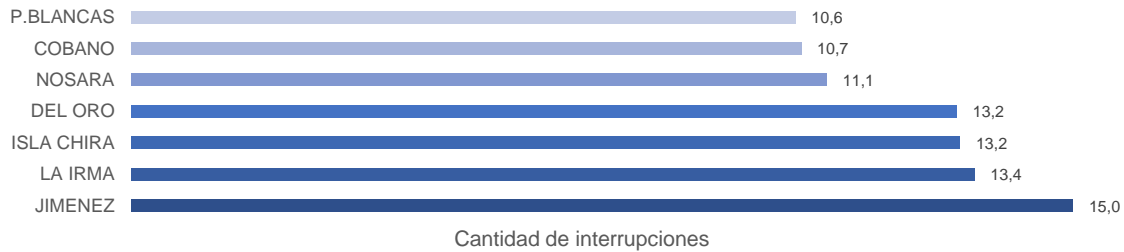


*Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.*

### 2.2.2. Frecuencia de interrupciones

Los siete circuitos con mayor promedio de interrupciones durante el primer semestre del 2017 considerando todas las interrupciones, fueron: Jiménez, La Irma e Isla Chira.

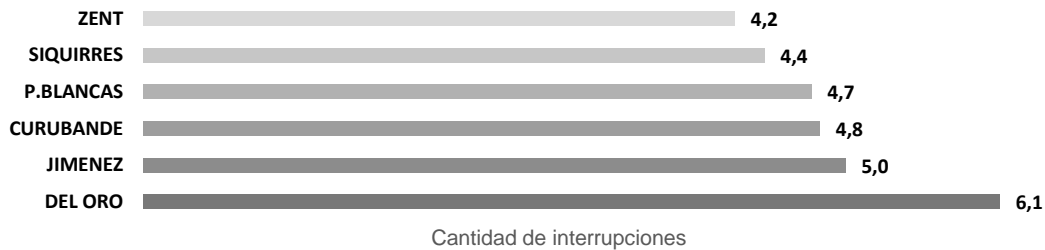
Gráfico N° 2.7 Circuitos con mayor frecuencia promedio total. ICE (Veces)



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

Considerando únicamente las interrupciones originadas en la red de la empresa, tal y como lo muestra el gráfico N° 2.8, los circuitos con mayor frecuencia de interrupciones por abonado fueron Del Oro, Jiménez y Curubandé. Se observa, además, que la cantidad de interrupciones disminuye drásticamente considerando únicamente las interrupciones propias originadas en la red de distribución de la empresa.

Gráfico N° 2.8 Circuitos con mayor frecuencia promedio, origen interno. ICE (Veces)

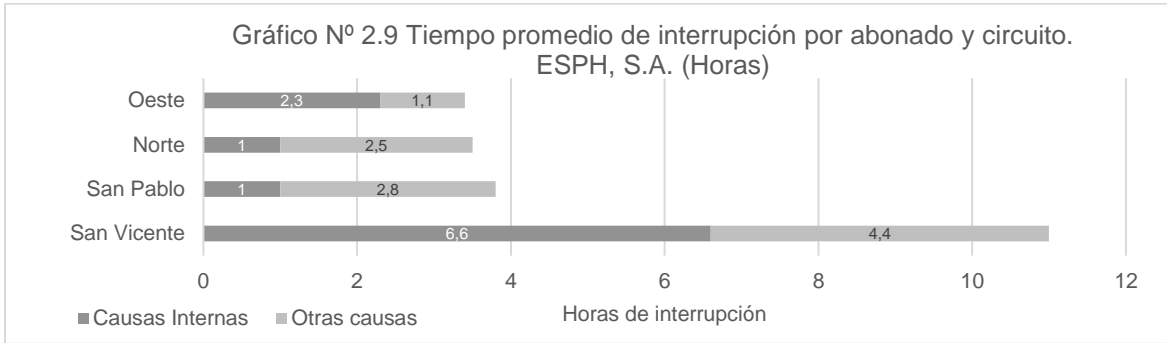


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

## 2.3 Empresa de Servicios Públicos de Heredia

### 2.3.1. Duración de interrupciones

Por su parte el gráfico N° 2.9 muestra el detalle de los circuitos más afectados de la ESPH según la duración promedio de las interrupciones por abonado. Los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos San Vicente y San Pablo.

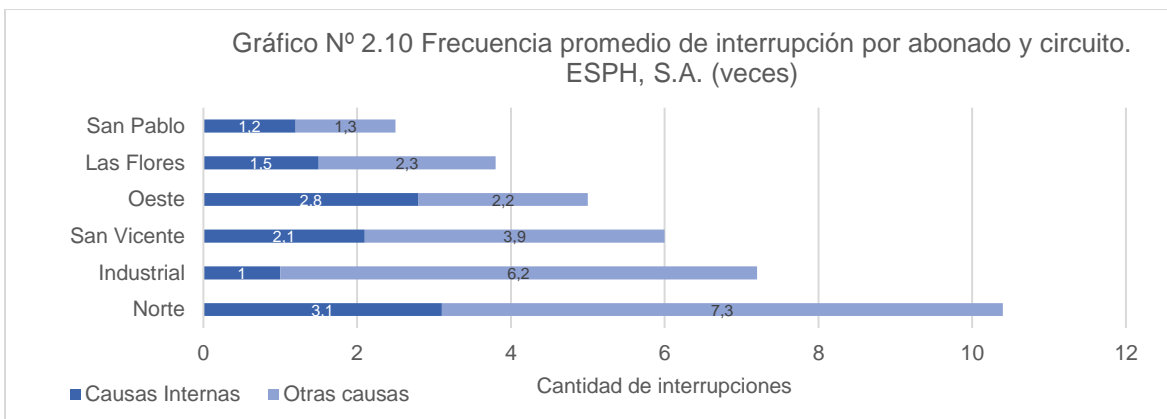


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Considerando únicamente las interrupciones propias de la empresa, el circuito San Vicente, tuvo el mayor tiempo de interrupción promedio por abonado tanto para el total de las interrupciones como solo las originadas en la propia red de distribución de la ESPH.

### 2.3.2. Frecuencia de Interrupciones

Los abonados de los circuitos Norte, Industrial, San Vicente y Oeste, experimentaron la mayor frecuencia de interrupciones, considerando la totalidad de éstas, tal como se muestra en el gráfico N° 2.10.



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

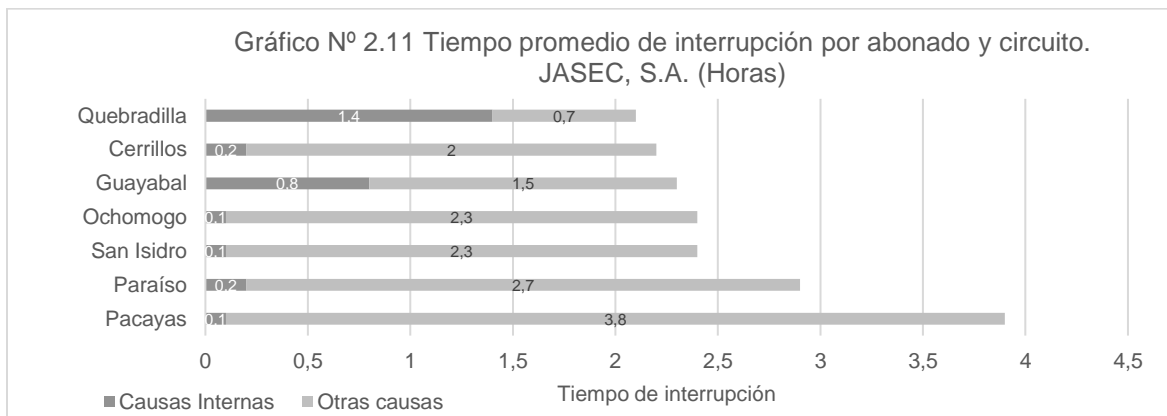
Considerando únicamente las interrupciones originadas en la red de la empresa, los circuitos con mayor frecuencia de interrupciones por abonado fueron: Norte, Oeste y San Vicente.

## 2.4 Junta administrativa del servicio eléctrico de Cartago

### 2.4.1. Duración de las interrupciones.

El gráfico N° 2.11 muestra el detalle de los circuitos de la Jasec con el valor de la duración promedio de las interrupciones por abonado. Del gráfico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Pacayas y Paraíso.

Considerando únicamente las interrupciones propias de la empresa, los circuitos Quebradilla y Guayabal son los dos circuitos con mayor tiempo de interrupción promedio por abonado. En el caso de Pacayas y Paraíso, es interesante que pese a ser de los circuitos con mayor tiempo fuera de operación, la mayoría del tiempo no se debió a causas internas de la distribuidora.

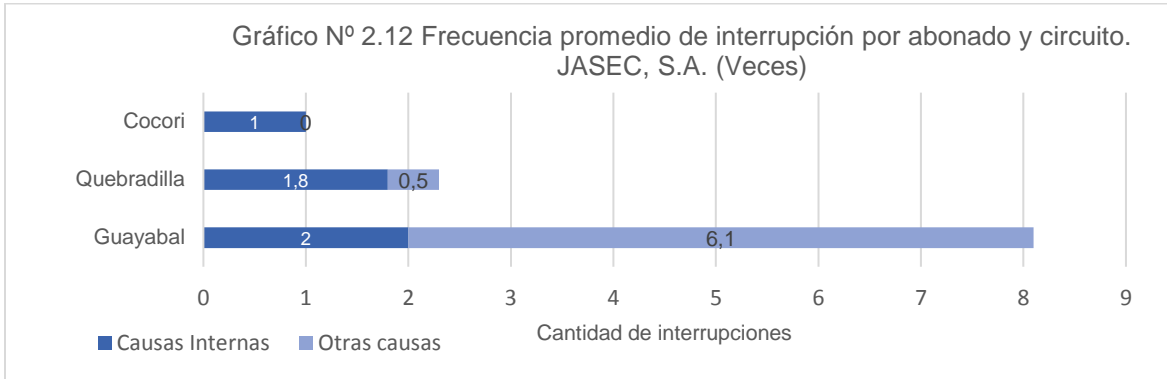


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

### 2.4.2. Frecuencia de interrupciones

El gráfico N° 2.12 muestra la frecuencia promedio de interrupciones por abonado para cada uno de los circuitos de la red de distribución de JASEC, considerando la totalidad de las interrupciones. En lo que respecta a las interrupciones originadas

en la red de la empresa, los circuitos con mayor frecuencia de interrupciones por abonado, tomando en consideración únicamente las de origen interno fueron Guayabal y Quebradilla.

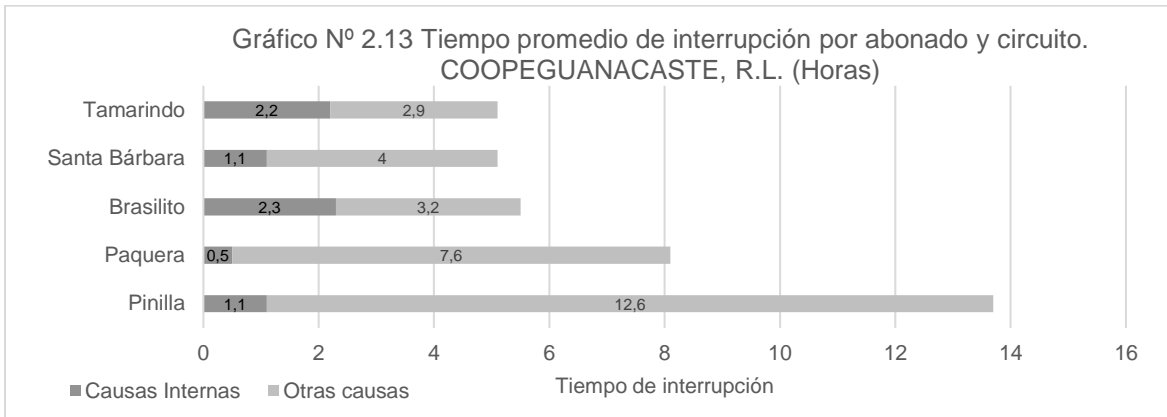


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

## 2.5 Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.

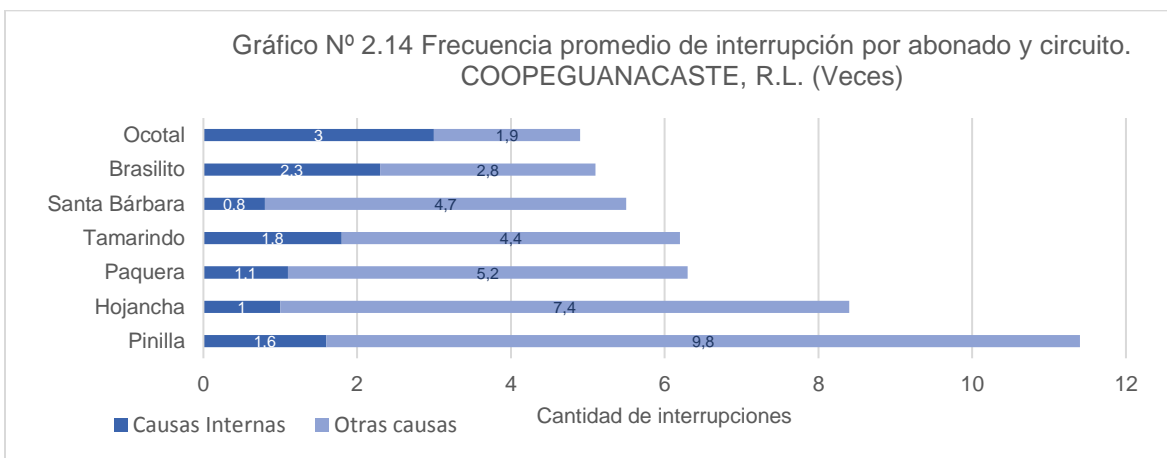
### 2.5.1. Duración de las interrupciones

El gráfico N° 2.13 muestra el detalle de los circuitos con mayor afectación de Coopeguanacaste con sus correspondientes valores de la duración promedio de las interrupciones por abonado. Del gráfico se observa que los usuarios que experimentaron un tiempo mayor tiempo de interrupción por abonado fueron los servidos a través de los circuitos Pinilla, Paquera y Brasilito. Considerando únicamente las interrupciones propias de la empresa, los circuitos Brasilito y Tamarindo fueron los más afectados.



### 2.5.2. Frecuencia de las interrupciones

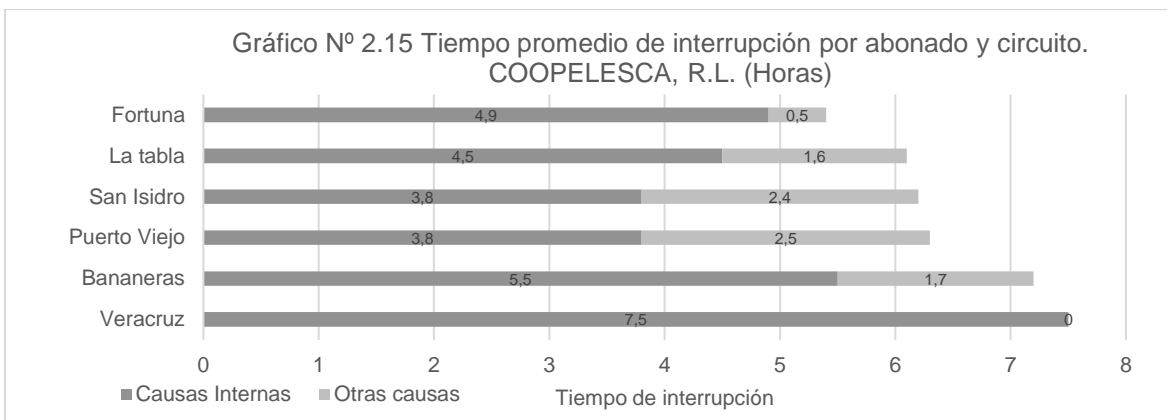
El gráfico N° 2.14 muestra la frecuencia promedio de interrupciones por abonado para cada uno de los circuitos de la red de distribución, considerando la totalidad de las interrupciones. Los más afectados, por diferentes orígenes fueron los circuitos Hojancha y Pinilla. En lo que respecta a las interrupciones originadas en la red de la empresa, acorde con el mismo gráfico, los circuitos con mayor frecuencia de interrupciones por abonado, fueron Ocotál y Brasilito.



## 2.6 Cooperativa de electrificación rural de San Carlos

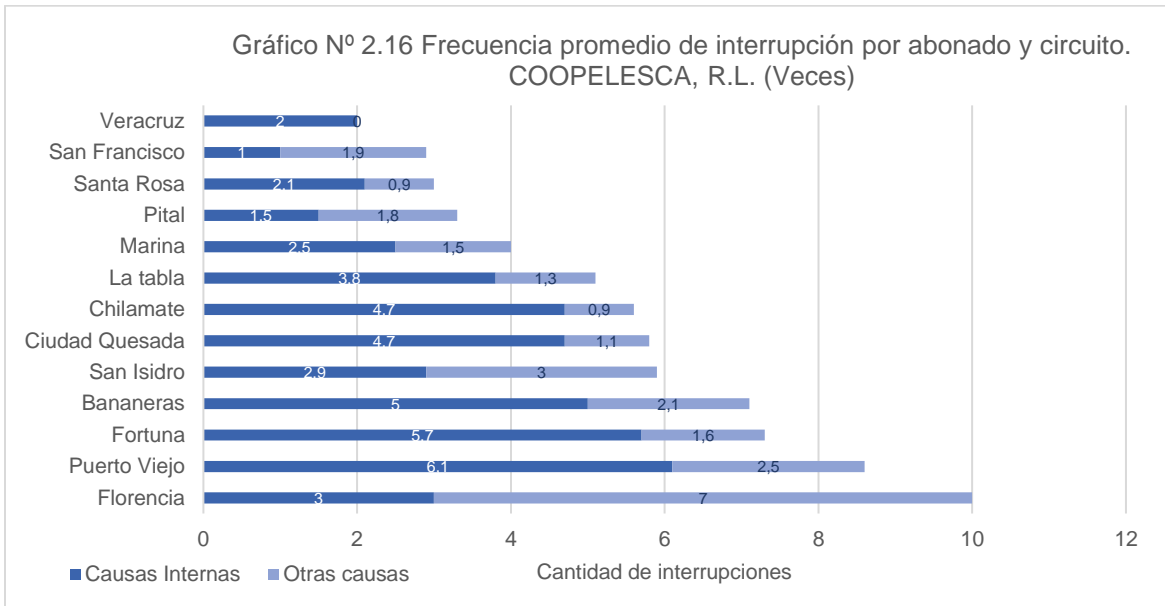
### 2.6.1. Duración de las interrupciones

El gráfico N° 2.15 muestra que los usuarios que experimentaron un tiempo mayor tiempo de interrupción por abonado fueron los servidos a través de los circuitos Veracruz, Bananeras, Puerto Viejo, San Isidro, La Tabla y Fortuna. Considerando únicamente las interrupciones propias de la empresa, los circuitos Veracruz y Bananeras, son los dos circuitos con mayor tiempo de interrupción; siendo que en el caso de Veracruz, la totalidad de salidas correspondieron a causas internas de la compañía distribuidora.



### 2.6.2. Frecuencia de las interrupciones

Según el gráfico N° 2.16, los abonados servidos a través de los circuitos Florencia, Puerto Viejo, Fortuna y Bananeras, fueron los que percibieron mayor cantidad de interrupciones. En lo que respecta a las interrupciones originadas en la red de la empresa, los circuitos más afectados fueron Puerto Viejo, Fortuna y Bananeras; sin embargo, cabe destacar que nuevamente destaca Veracruz, donde la totalidad de salidas se debió a causas internas.



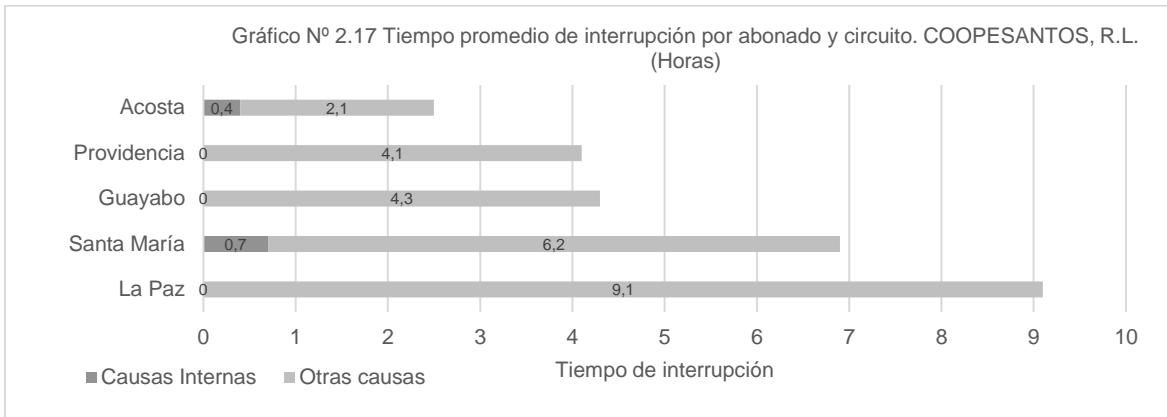
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

## 2.7 Cooperativa de electrificación rural de Los Santos

### 2.7.1. Duración de las interrupciones

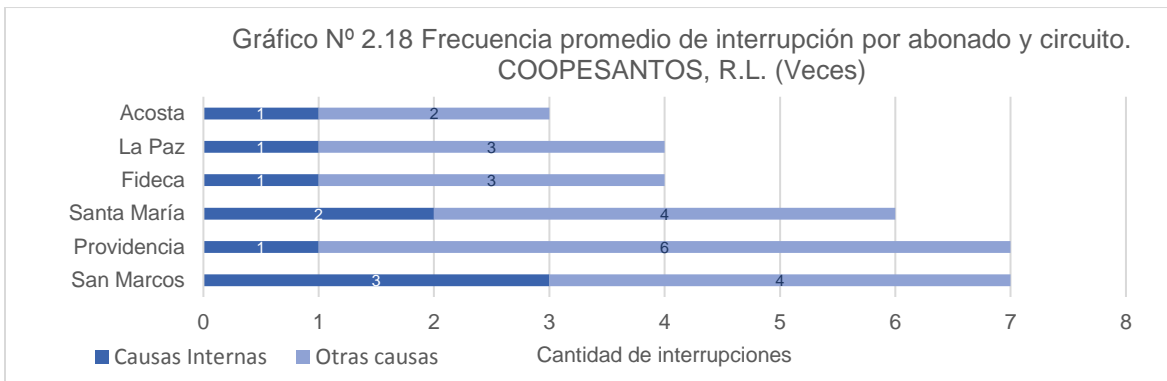
En el gráfico N° 2.17 se detallan los circuitos más afectados de Coopesantos con sus correspondientes valores de la duración promedio de las interrupciones por abonado. Del gráfico se observa que los usuarios que experimentaron un tiempo mayor tiempo de interrupción fueron los servidos a través de los circuitos La Paz y Santa María. Considerando solamente las interrupciones propias de la empresa, acorde con el mismo gráfico, los circuitos Acosta y Santa María fueron los únicos afectados.





### 2.7.2. Frecuencia de las interrupciones

En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, los valores promedio de tiempo de interrupción para los circuitos de Coopesantos durante el primer semestre del 2017, fueron representados en el gráfico N° 2.18. De dicho gráfico se desprende que los circuitos más afectados fueron Santa María, San Marcos y Providencia.

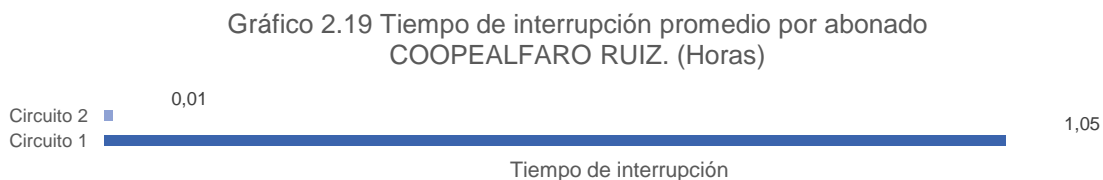


Referente a las interrupciones originadas en la red de la empresa, los circuitos San Marcos y Santa Marta son dos circuitos con mayor cantidad de interrupciones.

## 2.8 Cooperativa de electrificación rural de Alfaro Ruiz

### 2.8.1. Duración de las interrupciones

El detalle de los tiempos de interrupción promedio por abonado de los circuitos de distribución de Coopealfaroruiz se representó en el gráfico N° 2.19, donde se observa que los usuarios del circuito 1 experimentaron un tiempo de interrupción por abonado, de 1,05 horas (1 hora y 3 minutos) y los abonados del circuito 2 percibieron prácticamente 0,0 horas de interrupción.



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

### 2.8.2. Frecuencia de las interrupciones

En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, de los datos suministrados por la empresa, se determina que en general percibieron en promedio una interrupción, tanto si se consideran todas las interrupciones como si se toman en cuenta solo las interrupciones originadas en la red de distribución de la empresa.

### 3. Conclusiones

- Respecto a la frecuencia promedio de interrupción, los usuarios experimentaron 4,5 cortes de suministro del servicio eléctrico.
- Para todas las distribuidoras, las causas externas (distintas a transmisión, generación y causas internas) fueron las causantes de la mayor cantidad de salidas.
- Jasec reporta la menor cantidad de salidas por causas internas a su red de distribución.
- La empresa con más oportunidades de mejora debido a la cantidad de salidas de operación por causas internas es Coopelesca. Con la información que se cuenta en este momento, no es posible determinar si se debió a suspensiones por trabajos programados en la red o a causas internas no programados.
- Respecto al tiempo fuera de servicio, las causas externas siguen siendo el mayor factor de desabastecimiento para la mayoría de las distribuidoras.
- Dado que las causas externas muestran una tendencia a ser las mayores generadoras de salida de servicio, sería recomendable un análisis de qué circunstancias constituyen estas causas y qué medidas preventivas pueden implementarse, o bien, que medios de recuperación de costos de energía no suministrada podrían aplicarse a los causantes cuando sea posible.
- Respecto al programa de intervención de transformadores, la mayor cantidad de no conformidades detectadas se debió a deficiencias en la regulación del transformador.
- De las mediciones realizadas en convenio con la UCR, la mayor cantidad de medidas no conformes se detectaron en servicios monofásicos, y la mayor cantidad de no conformidades fueron identificadas en Coopeguanacaste.
- Considerando que todavía no existe una categorización de circuitos que permita diferenciarlos por sus particularidades (exposición a agentes climáticos/naturales, densidad de carga, longitud, entre otros), no es posible definir una línea que determine los indicadores deseables para profundizar en los análisis. Por ello, no es recomendable, por ahora, la aplicación de una referencia única ante la diversidad de condiciones técnicas nacionales.

#### 4. Recomendaciones

- En relación con las salidas por causas internas, sería conveniente diferenciar cuáles de éstas se debieron a salidas programadas, necesarias para la operación, mantenimiento y mejora de la red; y cuáles debido a fallas internas no planificadas.
- Es recomendable realizar una categorización de circuitos que contemple su coyuntura de uso y ubicación para la determinación de valores deseables en los indicadores y poder establecer comparaciones únicamente entre aquellos de naturaleza equivalente.
- Respecto a las quejas no atendidas durante el mes calendario, resultaría provechoso conocer si finalmente fueron resueltas y en qué rango de tiempo para el informe del siguiente período, con la finalidad de verificar que no queden quejas sin resolver por tiempo indefinido.