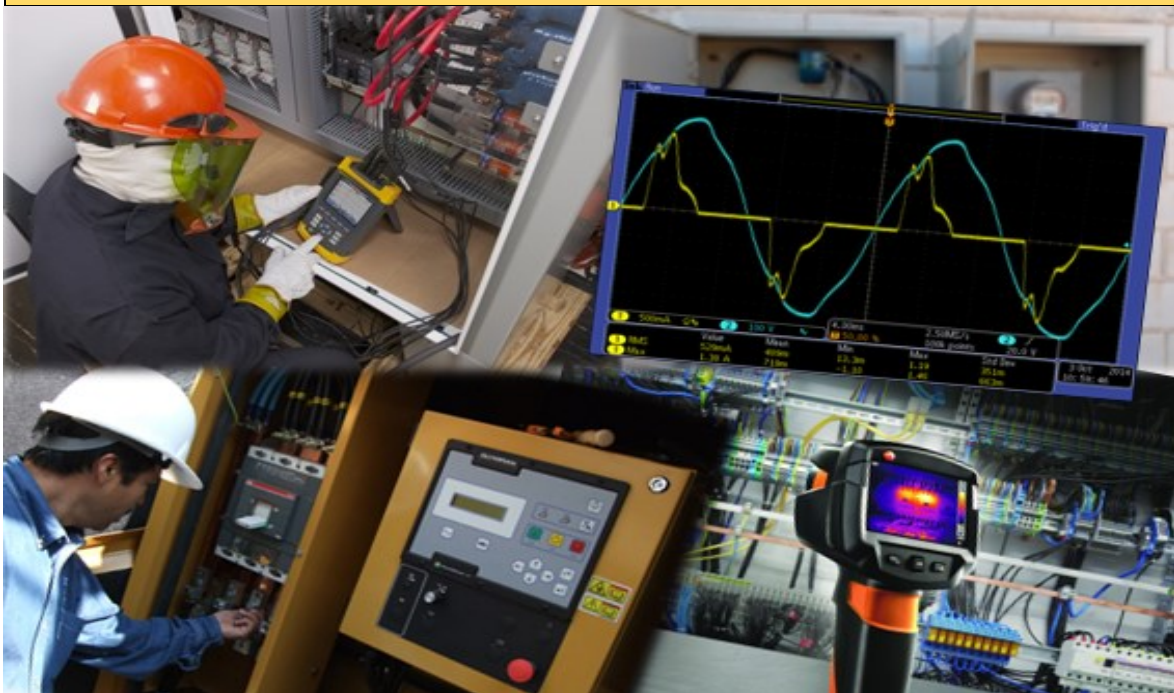


Programa de evaluación de la calidad del suministro eléctrico Año 2015



Abril - 2015

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO	5
PRINCIPALES RESULTADOS A NIVEL NACIONAL	7
1. Compañía Nacional de Fuerza y Luz.....	11
1.1 Duración de interrupciones.....	11
1.2 Frecuencia de interrupciones.....	12
1.3 Estudios de tensión de suministro	13
1.4 Convenio ARESEP-UCR.....	14
2. Instituto Costarricense de Electricidad	15
2.1 Duración de interrupciones.....	15
2.2 Frecuencia de interrupciones.....	16
Figura N° 18.....	16
2.3 Estudios de tensión de suministro	17
2.4 Convenio ARESEP-UCR.....	17
3. Empresa de Servicios Públicos de Heredia.	19
3.2 Frecuencia de Interrupciones.....	20
3.3 Estudios de tensión de suministro	21
3.4 Convenio ARESEP-UCR.....	21
4. Junta administrativa del servicio eléctrico de Cartago.	23
4.1 Duración de las interrupciones.	23
4.2 Frecuencia de interrupciones.....	24
4.3 Estudios de tensión de suministro	25
4.4 Convenio ARESEP-UCR.....	25
5. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.....	27
5.1 Duración de las interrupciones	27
5.2 Frecuencia de interrupciones.....	28
5.3 Estudios de tensión de suministro	29
5.4 Convenio ARESEP-UCR.....	29
6. Cooperativa de electrificación rural de San Carlos.	30

6.1	Duración de las interrupciones	30
6.2	Frecuencia de interrupciones	31
6.3	Estudios de tensión de suministro	32
6.4	Convenio ARESEP-UCR.....	32
7.	Cooperativa de electrificación rural de Los Santos.	33
7.1	Duración de las interrupciones	33
7.2	Frecuencia de las interrupciones	34
7.3	Estudios de tensión de suministro	35
7.4	Convenio ARESEP-UCR.....	35
8.	Cooperativa de electrificación rural de Alfaro Ruiz.....	36
8.1	Duración de las interrupciones	36
8.2	Frecuencia de las interrupciones	37
8.3	Estudios de tensión de suministro	38
8.4	Convenio ARESEP-UCR.....	38
9.	Calidad del servicio de transmisión.	39
9.1	Disponibilidad de líneas de transmisión.....	39
9.2	Frecuencia de indisponibilidad	41
9.3	Factor de utilización de líneas de transmisión	42
9.4.	Operación restrictiva de líneas de transmisión.....	43
9.5	Indicadores de falla de líneas de transmisión.	43
10.	Calidad del servicio de generación.	44
10.1	Disponibilidad del parque de generación.....	44
11.	Conclusiones:	45

RESUMEN EJECUTIVO

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, así como en su Reglamento Interno de Organización y Funciones (RIOF), corresponde a la Intendencia de Energía realizar la regulación económica y de calidad del suministro de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Específicamente, la Intendencia de Energía tiene la responsabilidad velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo, así como los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que garantizan la prestación óptima de los servicios públicos.

En lo que respecta a la regulación de la calidad de la electricidad, durante el año 2015 destaca la aprobación de las nuevas normas técnicas del sector eléctrico, las cuales no se actualizaban desde el año 2002, creándose con ello condiciones institucionales para el fortalecimiento del proceso de evaluación de calidad del suministro eléctrico que brindan las ocho empresas distribuidoras del país.

En este contexto, en setiembre del año 2015, la Intendencia de Energía realizó el lanzamiento del programa de evaluación de la calidad de la electricidad, el cual comprende, 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 trifásicos.

Sin embargo, el logro más relevante asociado a este esfuerzo de medición de la calidad de la electricidad, está relacionado con la implementación de los protocolos establecidos para garantizar que las empresas distribuidoras corrijan, en un plazo máximo de 48 horas, los problemas detectados. Se trata de un proceso de evaluación que transparenta la prestación del servicio, socializando información de interés público que contribuye al mejoramiento continuo, pues exige que las empresas distribuidoras rectifiquen de inmediato todos aquellos aspectos que afecten la prestación del servicio.

Calidad de la tensión de suministro.

El aseguramiento de la calidad de la electricidad es fundamental para todos los abonados de los sectores industrial, general y residencial, debido a que los cambios en el nivel de tensión puede provocar el mal funcionamiento de los equipos electrónicos, daños en los artefactos eléctricos, la reducción de la vida útil de los equipos, un mayor consumo de energía, así como incrementos en la factura mensual.

En este orden de ideas, además de los resultados del programa de verificación de la tensión de suministro que desarrollan las empresas en cumplimiento de la normativa vigente, el Informe de Evaluación de la Calidad de la Electricidad del 2015 incorpora los primeros resultados del proceso de verificación de la calidad de la tensión de suministro electricidad que realiza la Intendencia de Energía, desde setiembre de 2015, con el respaldo técnico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica.

En esta primera fase de mediación, ejecutada de setiembre a diciembre de 2015, se determinó que el 21% de los servicios verificados en las empresas ICE, CNFL, JASEC y ESPH, mostraron inconformidades en la tensión de suministro con respecto a la normativa vigente; es decir, no estaban cumpliendo los parámetros técnicos de calidad.

Continuidad del suministro eléctrico.

Por otro lado, el informe incorpora, de manera complementaria, el análisis que la Intendencia de Energía viene realizando desde hace varios años, relacionado específicamente con la evaluación de la continuidad en la prestación del suministro eléctrico.

Al respecto, durante el año 2015 se mantuvo la cantidad de interrupciones promedio percibidas por los abonados. En efecto, el promedio nacional anual se mantuvo en 8 interrupciones, similar al registrado en el 2014. No obstante, al considerar el tiempo promedio de duración de estas interrupciones, se advierte que los abonados experimentaron una leve mejoría, pasando de 6,1 horas (6 horas y 6 minutos) en el 2014 a 5,9 horas (5 horas y 54 minutos) en el 2015.

Destaca el hecho de que JASEC, COOPESANTOS y ESPH son las empresas distribuidoras que registraron los mejores resultados en lo que respecta a los indicadores de continuidad; mientras que los abonados de COOPEALFARO, CNFL y COOPELESCA enfrentaron los mayores niveles de afectación. El resto de las empresas (ICE y COOPEGUANACASTE) mostraron resultados que se ubicaron alrededor del promedio nacional.

Es importante señalar que en relación con la continuidad del suministro eléctrico, el programa de evaluación de la calidad de la electricidad impulsado por la Intendencia de Energía, con apoyo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR, implementará durante el 2016 un sistema de información que permitirá un monitoreo mensual del comportamiento de la tensión de suministro y de la continuidad del servicio a nivel de subestaciones eléctricas, así como la verificación del mismo por medio de auditorías documentales y técnicas, asociadas al programa de verificación de la calidad del suministro eléctrico.

Otro aspecto novedoso del Informe de Evaluación de la Calidad de la Electricidad del 2015, es la incorporación de los primeros datos en relación con evaluación de la continuidad de los servicios de transmisión y generación, a través de los indicadores de desempeño de la red de transmisión y del parque de generación nacional, establecidos en la norma AR-NT-POASEN "Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional".

La evaluación del desempeño de los servicios de generación y transmisión, en conjunto con el informe de causas de las perturbaciones eléctricas relacionadas con el servicio de distribución, permitirá a la Intendencia de Energía realizar una evaluación más integral del suministro eléctrico.

Todos estos esfuerzos de medición de la calidad de la electricidad impulsados por la Autoridad Reguladora, servirán de insumo para desarrollar, en el mediano plazo, el sistema de compensación tarifaria, previsto en la normativa vigente para retribuir a los usuarios por deficiencias en la prestación del servicio recibido.

El Informe de Evaluación de la Calidad de la Electricidad para el 2015 presenta un primer apartado relacionado con los resultados a nivel nacional, seguido de secciones específicas referidas al desempeño de cada una de las empresas distribuidoras del país.

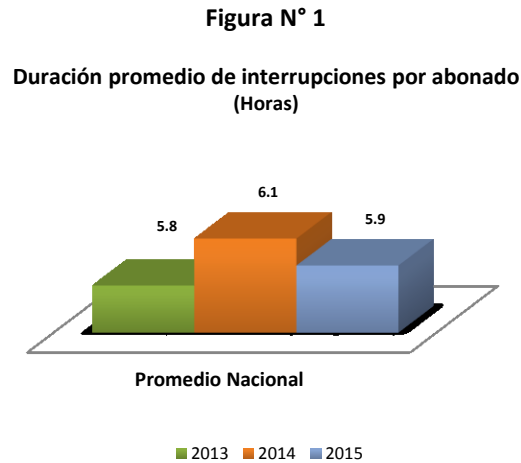
Para la Intendencia de Energía, este informe constituye un medio para continuar promoviendo la democratización de información de interés público, así como facilitar a los usuarios el acceso oportuno a los resultados obtenidos, de manera que puedan realizar una participación ciudadana más informada y estratégica.

La divulgación de los resultados derivados del Programa de Evaluación de la Calidad de la Electricidad, busca contribuir al desarrollo de una cultura pública renovada, en donde la calidad y la seguridad de los servicios públicos, se consolide como un derecho real de los usuarios y una obligación de los prestadores, sean estos públicos o privados.

PRINCIPALES RESULTADOS A NIVEL NACIONAL.

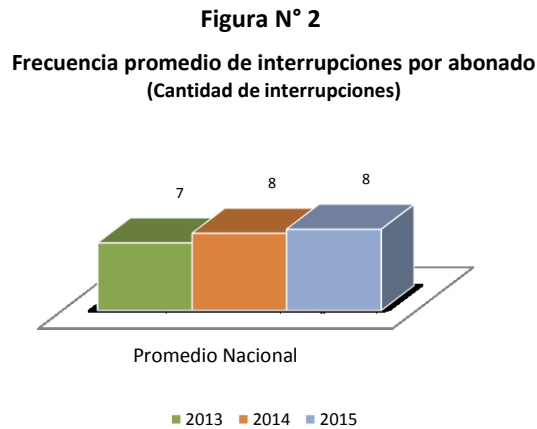
Durante el año 2015, la cantidad promedio de interrupciones del servicio eléctrico, percibidas por los usuarios, fue de 8 cortes; mientras que el tiempo de interrupción promedio que experimentó cada abonado fue de 5,9 horas (5 horas con 54 minutos).

En el 2015 el tiempo de interrupción promedio mostró una leve mejora respecto al 2014, según se muestra en el Figura N° 1.



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

No obstante lo anterior, el número promedio de interrupciones en el 2015 fue similar al registrado en el año anterior (Figura N° 2).

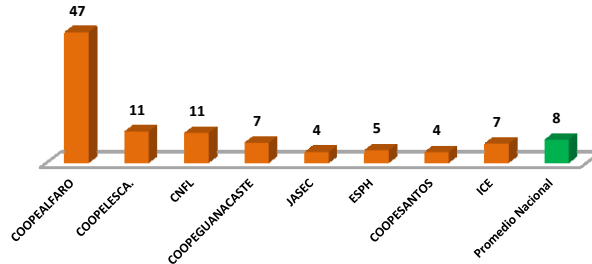


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Por su parte, los abonados que enfrentaron la mayor cantidad de interrupciones durante el 2015, fueron los atendidos por COOPEALFARO, COOPELESCA y CNFL. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico (Figura N° 3), estas empresas acumularon las mayores frecuencias de interrupción del servicio eléctrico (47 y 11 eventos en promedio, respectivamente).

Figura N° 3

Frecuencia promedio de interrupciones por abonado
(Cantidad de interrupciones)
2015



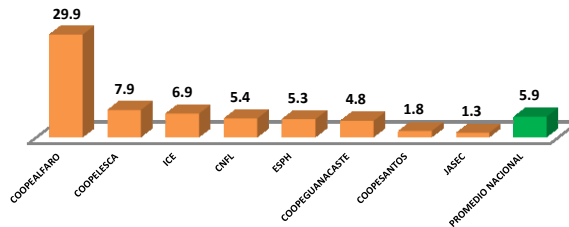
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Los usuarios de las empresas JASEC, COOPESANTOS y ESPH, fueron los que experimentaron menor cantidad de interrupciones durante el 2015; la mitad del promedio nacional.

En lo que respecta al tiempo de interrupción promedio por abonado, los usuarios más afectados durante el 2015, fueron los servidos por COOPEALFARORUIZ, quienes experimentaron 29,9 horas (29 horas, 54 minutos) en promedio por abonado (Figura N°4).

Figura N° 4

Duración promedio de interrupciones por empresa
2015
(Horas)

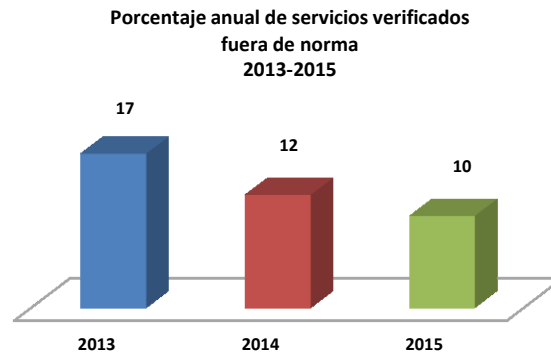


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Seguidamente los usuarios de COOPELESCA y el ICE, quienes experimentaron 7,9 y 6,9 horas de interrupción (7 horas y 6 horas con 54 minutos) respectivamente. Los usuarios de las demás empresas, experimentaron tiempos de interrupción por debajo del promedio nacional.

En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, durante el 2015, un 10% de los servicios sometidos a pruebas de verificación de la calidad, mostraron valores fuera de norma; porcentaje menor con respecto a los años anteriores 2013 y 2014 como se muestra en la figura N° 5.

Figura N° 5

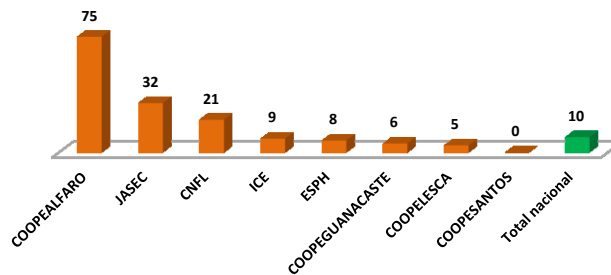


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

En lo que respecta a los datos por empresa, la figura N° 6 muestra el porcentaje de servicios fuera de norma durante el 2015.

Figura N° 6

Porcentaje de servicios verificados fuera de norma por empresa 2015



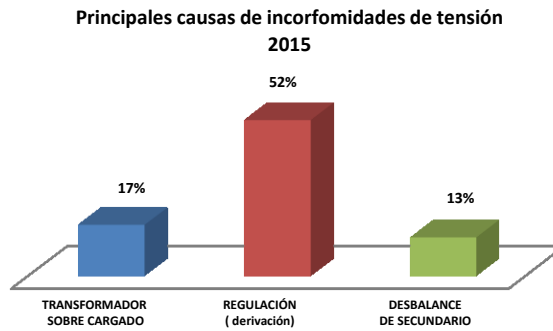
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

De la figura N° 6, se observa que las empresas CNFL, JASEC y COOPEALFARO RUIZ, son las empresas que mostraron la mayor cantidad de condiciones de tensión fuera de los rangos permitidos por la normativa vigente.

En lo que respecta a las causas de las deficiencias en las condiciones, tal y como se observa en la figura N° 7, las deficiencias en la tensión de suministro se deben principalmente a la regulación de la tensión en los transformadores de distribución (52%), la sobre carga de transformadores (17%) y problemas de desbalance de redes a baja tensión (13%).

No obstante lo anterior, durante la primera fase del “Programa de verificación de la tensión de suministro” que lleva a cabo la Intendencia de Energía, de setiembre a diciembre de 2015 se realizaron un total de 219 verificaciones (en ICE, CNFL, JASEC y ESPH), de las cuales un 21% mostraron condiciones fuera de las establecidas en norma AR-NT-SUCAL (Figura N° 8), pues no cumplieron con los parámetros de calidad (límites de variaciones de tensión) establecidos en el artículos 9 y 10 de la referida norma.

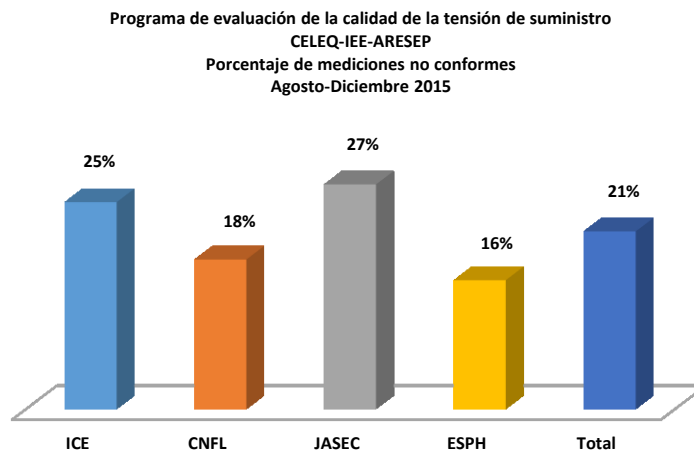
Figura N° 7



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

Este resultado, aunque es de carácter parcial, considerando que corresponde al último trimestre del 2015, adquiere especial relevancia considerando que es el doble del promedio nacional (10%) reportado en el 2015 a partir de las verificaciones que realizan directamente las empresas distribuidoras. Por ello, durante el 2016 la Intendencia de Energía realizará un análisis exhaustivo de las mediciones realizadas tanto por las empresas como por el programa, con el fin de precisar a qué obedecen las diferencias registradas.

Figura N° 8



Fuente: Intendencia de Energía a partir de los certificados emitidos por la UCR.

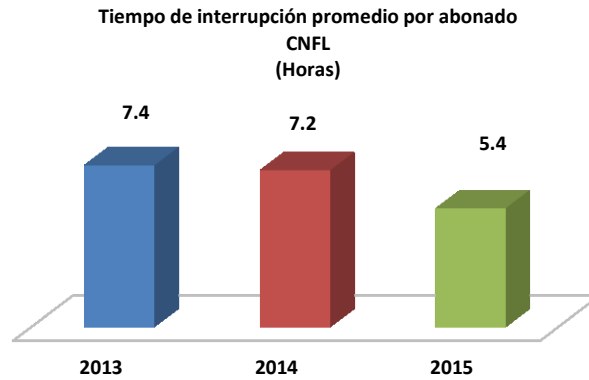
A continuación se presentan los resultados específicos de cada una de las empresas distribuidoras.

1. Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

1.1 Duración de interrupciones.

La figura N° 9 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de la CNFL, han experimentado durante el período 2013-2015.

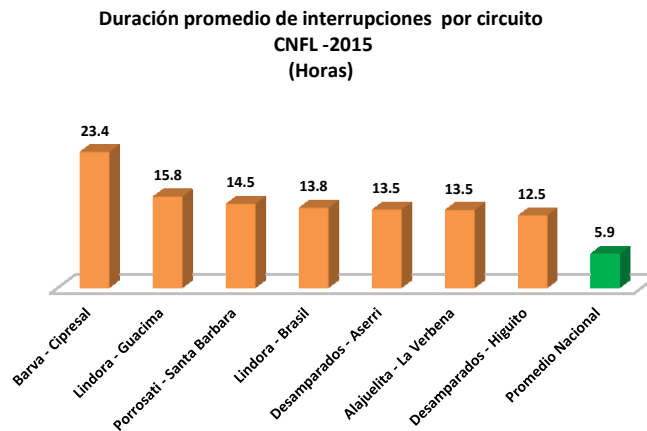
Figura N° 9



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

Los abonados de la CNFL han venido experimentado una reducción en el tiempo promedio de interrupción, pasado de 7 horas, 24 minutos en el 2013 a 5 horas 24 minutos durante el 2015, valor 30 minutos inferior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de la CNFL (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de la CNFL, fue de 3 horas y 48 minutos (en comparación con las 4 horas de promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).

Figura N° 10



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

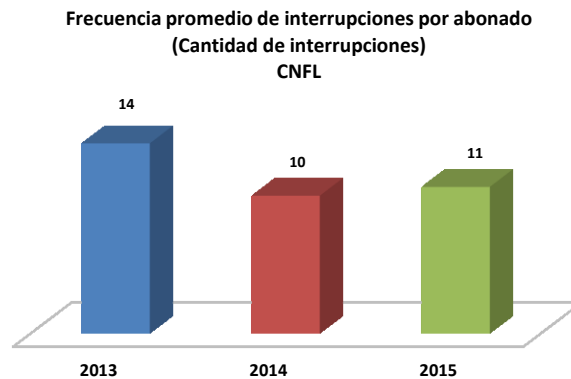
Por su parte la figura N° 10 muestra el detalle de los circuitos con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. Se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción

por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Barva-Cipresal (23 horas y 24 minutos de interrupción.) Lindora-Guácima (15 horas y 48 minutos de interrupción en promedio) y Porrosatí-Santa Bárbara (14. horas y 30 minutos de interrupción en promedio). En total un 33% de los abonados de la CNFL (182 465) mostraron un tiempo de interrupción promedio por abonado mayor al valor promedio nacional.

1.2 Frecuencia de interrupciones.

En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, la CNFL, muestra también una mejoría, según se observa en la figura N°11.

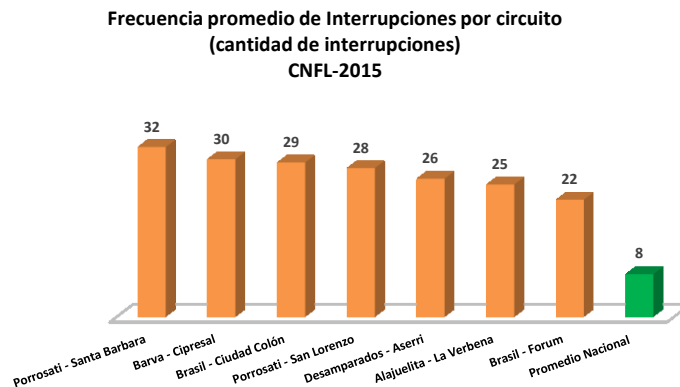
Figura N° 11



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

En el 2015 los usuarios de la CNFL, experimentaron en promedio 11 interrupciones, tres menos que en el 2013, 1 más con respecto al año 2014, y tres interrupciones más con respecto al promedio nacional de 8 interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de la CNFL, los usuarios percibieron en promedio 8 interrupciones durante el 2015 (6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

Figura N° 12



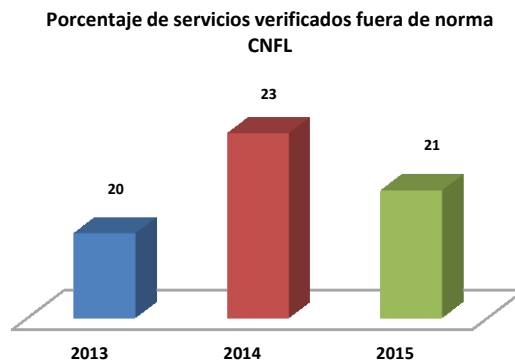
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Los abonados servidos a través de los circuitos Porrosatí-Santa Bárbara, Barva-Cipresal y Brasil-Ciudad Colón, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 12). En general el 58% de los abonados de la CNFL (318 477), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.

1.3 Estudios de tensión de suministro

En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 13, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por la CNFL durante el periodo 2013-2015 en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.

Figura N° 13

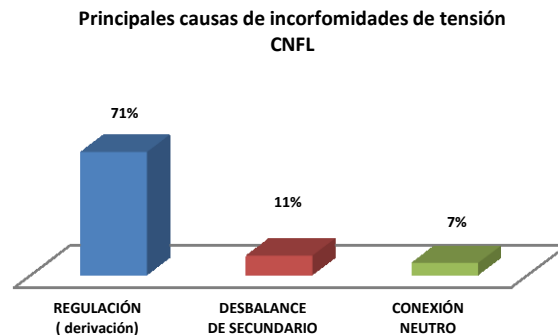


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Como se observa en la figura N° 13, la CNFL ha mostrado un comportamiento relativamente estable en el porcentaje de servicios verificados que han mostrado condiciones de tensión fuera de los límites establecidos en la norma AR-NT-SUCAL, dada la cantidad de servicios estudiados en esos años: 1 490, 917 y 976, respectivamente.

La figura N° 14 muestra las principales causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por la CNFL: un 71 % se deben a problemas de regulación en los transformadores de distribución, un 11% a desbalances en las redes de baja tensión y 11% a conexiones del conductor neutro.

Figura N° 14

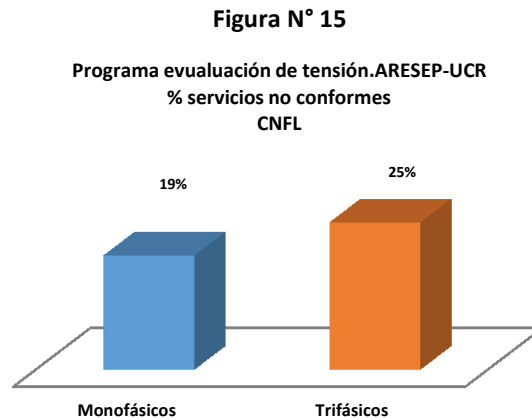


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

1.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, se realizaron un total de 72 pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por la CNFL (37 monofásicos y 35 trifásicos), de los cuales un 18% resultaron con inconformidades con respecto a las condiciones de calidad establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

La figura N° 15 muestra el porcentaje de servicios no conformes con respecto a los estudiados para cada tipo de servicio (monofásico o trifásico).



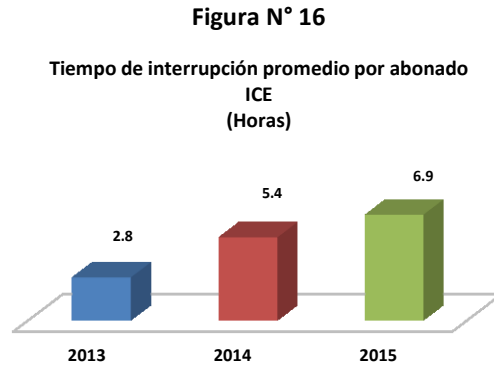
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Las inconformidades detectadas por los estudios se refieren al incumplimiento de los límites de variación de la tensión de suministro establecidos en los artículos 9 y 10 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCAL, debido a problemas de ajuste e y regulación en los transformadores de distribución. A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han sido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada.

2. Instituto Costarricense de Electricidad

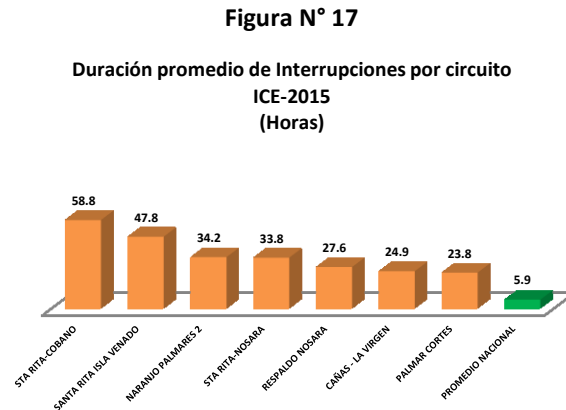
2.1 Duración de interrupciones

La figura N° 16 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios del ICE, han experimentado durante el período 2013-2015.



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 16, los abonados del ICE, han ido experimentado un aumento en el tiempo promedio de interrupción, pasando de 2 horas, 48 minutos en el 2013 a 6 horas 54 minutos durante el 2015, valor 60 minutos superior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución del ICE (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios del ICE, fue de 4 horas y 24 minutos (4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).



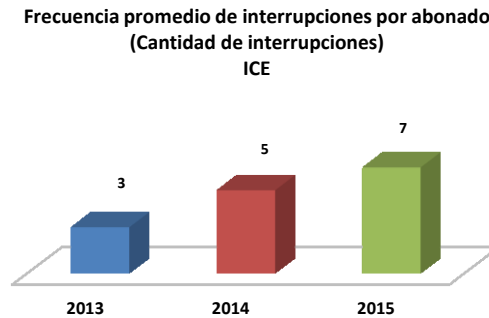
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

Por su parte la figura N° 17 muestra el detalle de los circuitos con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. De el grafico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Santa Rita-Cócano (58 horas y 48 minutos de interrupción en promedio) y Santa Rita-Isla Venado (47 horas 48 minutos de interrupción). En total un 41% de los abonados del ICE (284 725) experimentaron un tiempo de interrupción promedio por abonado mayor al valor promedio nacional.

2.2 Frecuencia de interrupciones

En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, el ICE muestra también una disminución en la continuidad del servicio, según se observa en la figura N° 18, pues paso de tener un frecuencia promedio de interrupciones de 5 a 7 interrupciones por abonado.

Figura N° 18.

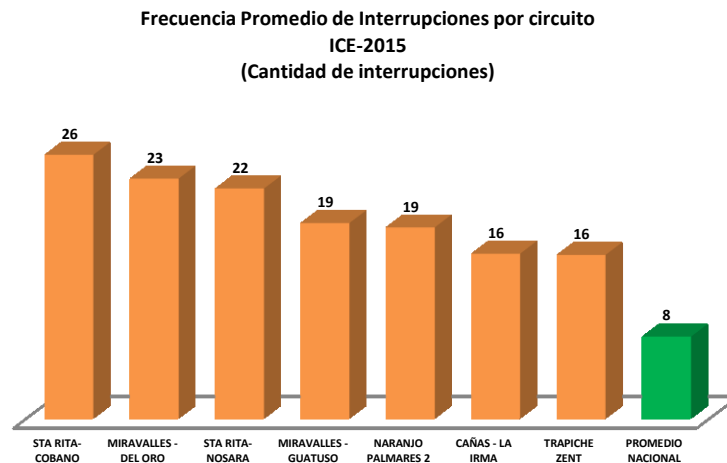


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En el 2015 los usuarios del ICE, experimentaron en promedio siete interrupciones, cuatro más que en el 2013 y dos más con respecto al año 2014, pero una interrupción menos con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red del ICE, los usuarios percibieron en promedio cinco interrupciones durante el 2015(6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

Los abonados servidos a través de los circuitos Santa Rita-Cóbano, Miravalles-Del Oro y Santa Rita-Nosara, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 19). En general el 30% de los abonados del ICE (203 021), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.

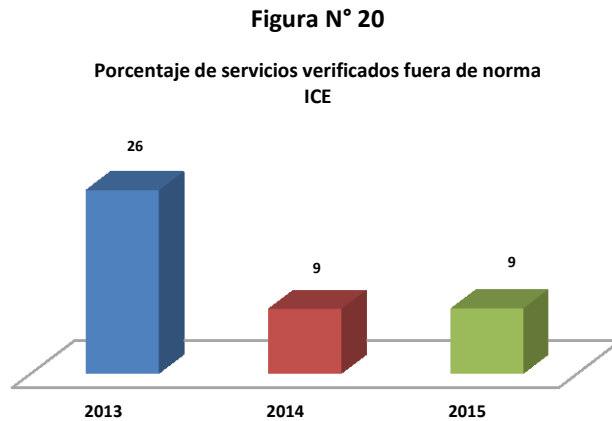
Figura N° 19



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

2.3 Estudios de tensión de suministro

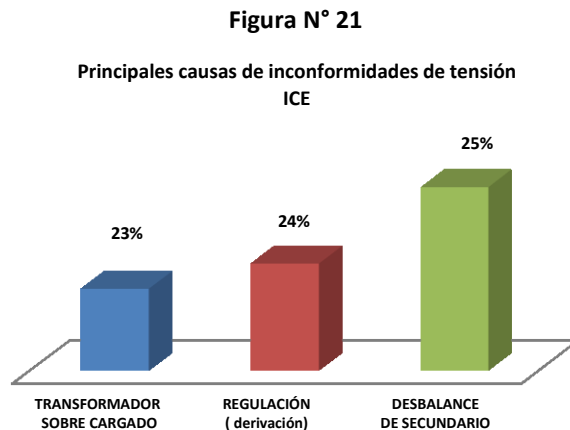
En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 20, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por el ICE durante los años 2013-2015 en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.



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

Como se observa en la figura N° 20, se presentó durante los años 2014 y 2015 una disminución considerable en el porcentaje de servicios estudiados que han mostrado condiciones de tensión fuera de norma durante el periodo 2013-2015, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (2027, 1292 y 2405, respectivamente).

La figura N° 21 muestra las principales causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por el ICE: un 23 % se deben a problemas de sobrecarga de transformadores, un 24 % a regulación en los transformadores de distribución y un 25% a desbalances en las redes de baja tensión.

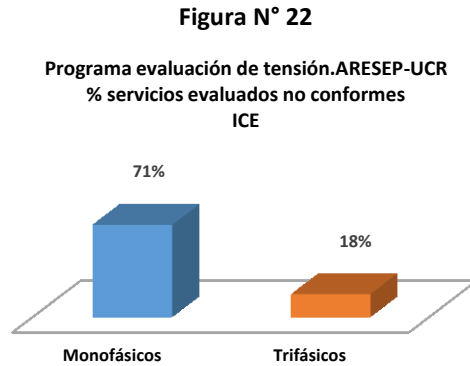


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

2.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, se realizaron un total de 32 pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por el ICE (12 monofásicos y 20 trifásicos), de los cuales un 25% resultaron con inconformidades con respecto a las condiciones de calidad establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL

“Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”. La figura N° 22 muestra el porcentaje de servicios no conformes con respecto a los estudiados para cada tipo de servicio (monofásico o trifásico).



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

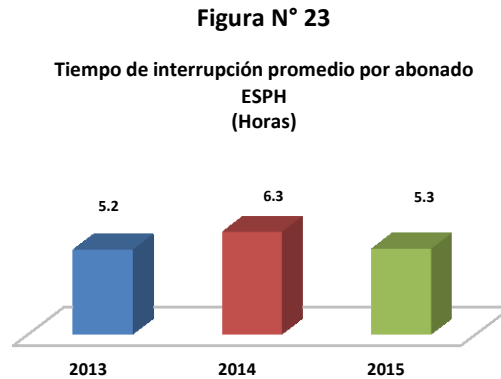
Las inconformidades detectadas por los estudios se refieren al incumplimiento de los límites de variación de la tensión de suministro establecidos en los artículos 9 y 10 de la norma técnica regulatoria, AR-NT-SUCAL, debido a problemas de ajuste e y regulación en los transformadores de distribución.

A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han ido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada.

3. Empresa de Servicios Públicos de Heredia.

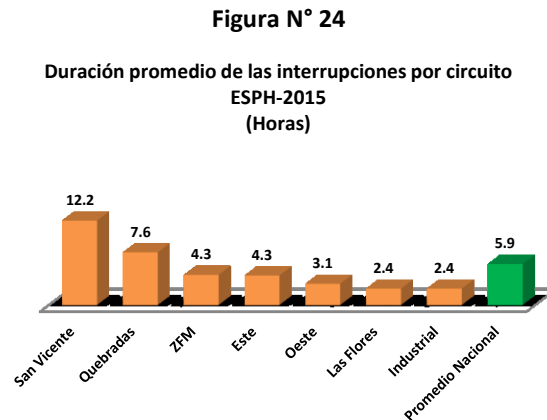
3.1 Duración de interrupciones

La figura N° 23 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de la ESPH, han experimentado durante el período 2013-2015.



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 23, los abonados de la ESPH, experimentaron una disminución en el tiempo promedio de interrupción, con respecto al año 2014, pasando de 6 horas, 18 minutos en el 2014 a 5 horas 18 minutos durante el 2015, valor 36 minutos inferior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución de la ESPH (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de la ESPH, fue de 2 horas y 24 minutos (4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).



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

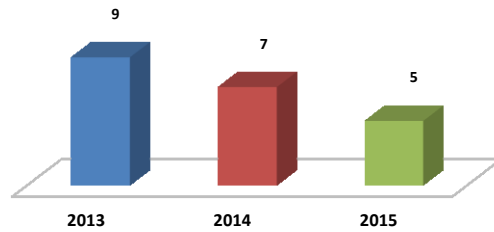
Por su parte la figura N° 24 muestra el detalle de los siete circuitos de la ESPH con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. De el grafico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Santa Vicente (12 horas y 12 minutos de interrupción en promedio) y Quebradas (7 horas 36 minutos de interrupción). En total un 32% de los abonados de la ESPH (25 685) experimentaron un tiempo de interrupción promedio por abonado mayor al valor promedio nacional.

3.2 Frecuencia de Interrupciones

En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, la ESPH muestra también una disminución en la frecuencia de interrupción, según se observa en la figura N° 25.

Figura N° 25

**Frecuencia promedio de interrupciones por abonado
(Cantidad de interrupciones)
ESPH**



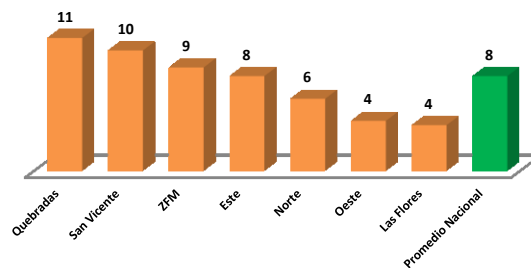
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En el 2015 los usuarios de la ESPH, experimentaron en promedio cinco interrupciones, cuatro menos que en el 2013 y dos menos con respecto al año 2014, y tres interrupciones menos con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de la ESPH, los usuarios percibieron en promedio dos interrupciones durante el 2015 (6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

Los abonados servidos a través de los circuitos Quebradas, San Vicente y ZFM, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 26). En general el 32% de los abonados de la ESPH (25 833), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.

Figura N° 26

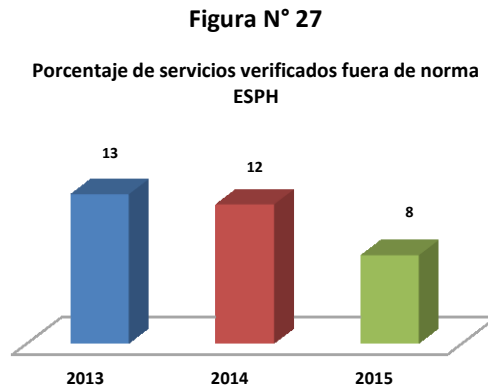
**Frecuencia promedio de interrupciones por circuito
ESPH-2015
(Cantidad de Interrupciones)**



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

3.3 Estudios de tensión de suministro

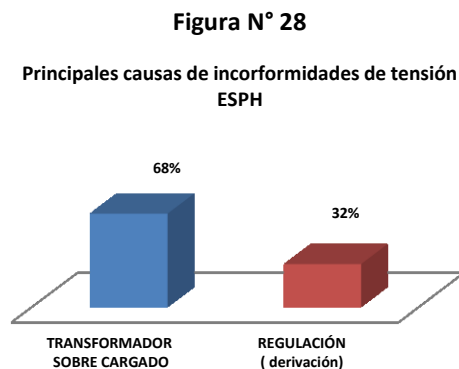
En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 27, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por la ESPH durante los años 2013-2015 en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.



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

Como se observa en la figura N° 27, se ha presentado una disminución significativa en el 2015 del porcentaje de servicios estudiados que han mostrado condiciones de tensión fuera de norma durante el periodo 2013-2015, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (570, 765 y 487, respectivamente).

La figura N° 28 muestra las principales causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por la ESPH: un 68 % se deben a problemas de sobrecarga de transformadores y un 32 % a regulación en los transformadores de distribución.

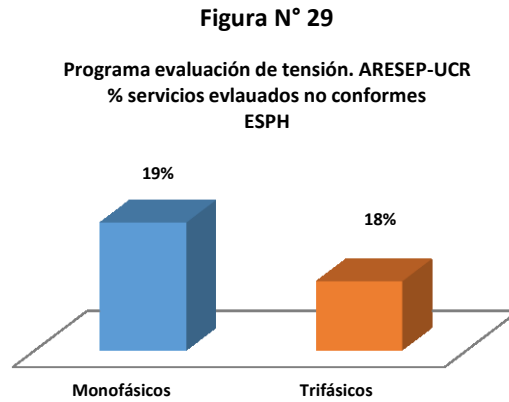


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

3.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, se realizaron un total de 45 pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por la ESPH (25 monofásicos y 20 trifásicos), de los cuales un 16% resultaron con inconformidades con respecto a las condiciones de calidad establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”. La figura N° 29 muestra el

porcentaje de servicios no conformes con respecto a los estudiados para cada tipo de servicio (monofásico o trifásico).



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

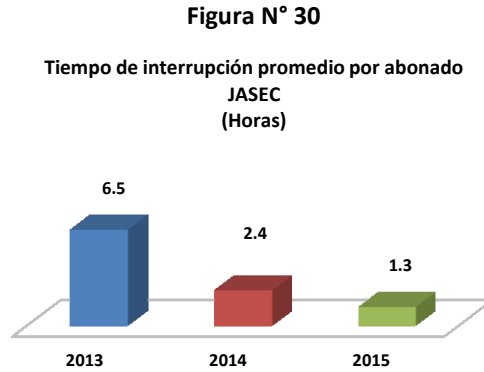
Las inconformidades detectadas por los estudios se refieren al incumplimiento de los límites de variación de la tensión de suministro establecidos en los artículos 9 y 10 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCAL.

A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han sido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada.

4. Junta administrativa del servicio eléctrico de Cartago.

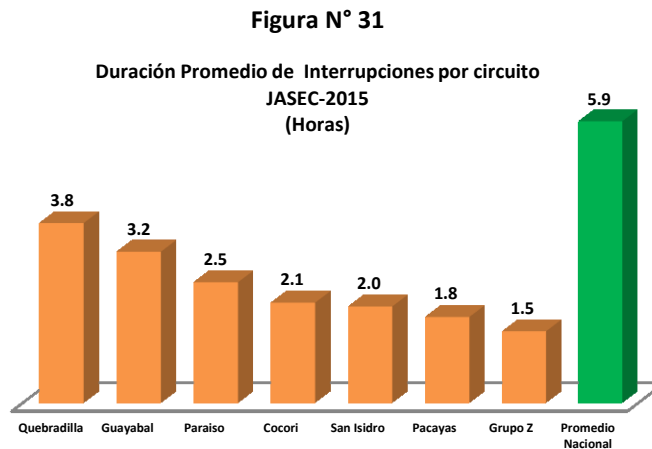
4.1 Duración de las interrupciones.

La figura N° 30 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de la JASEC, han experimentado durante el período 2013-2015.



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 30, en el 2015 los abonados de la JASEC, experimentaron una disminución en el tiempo promedio de interrupción, con respecto al año 2013, pasando de 6 horas, 30 minutos en el 2013 a 1 hora 18 minutos durante el 2015, valor 4 horas 36 minutos inferior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución de la JASEC (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de la JASEC, fue de 6 minutos (en comparación de las 4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).



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

Por su parte la figura N° 31 muestra el detalle de los siete circuitos de la JASEC con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. De el grafico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Quebradilla (3 horas y 48 minutos de interrupción en promedio) y Guayabal (3 horas y 12 minutos de interrupción). En general, de los

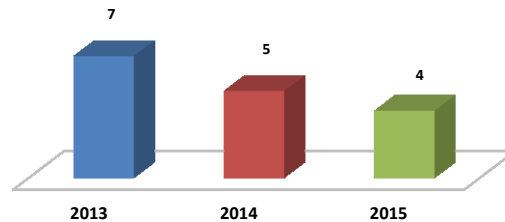
datos suministrados por la empresa, los abonados de la JASEC (82 261), experimentaron un tiempo de interrupción promedio por abonado inferior al valor promedio nacional.

4.2 Frecuencia de interrupciones

En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, la JASEC muestra también una disminución en la frecuencia de interrupción, según se observa en la figura N° 32.

Figura N° 32

Frecuencia promedio de interrupciones por abonado
(Cantidad de interrupciones)
JASEC



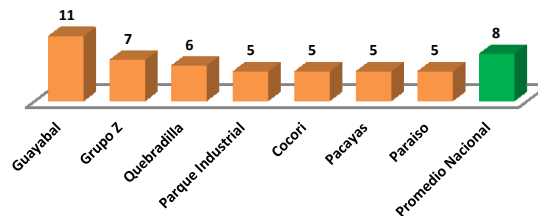
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

En el 2015 los usuarios de la JASEC, experimentaron en promedio cuatro interrupciones, tres menos que en el 2013 y una menos con respecto al año 2014, y cuatro interrupciones menos con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de la JASEC, los usuarios percibieron en promedio una interrupción durante el 2015(en comparación con las 6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

Los abonados servidos a través de los circuitos Guayabal, Grupo Z y Quebradilla, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 33). En general el 99% de los abonados de la JASEC (79 486), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, inferior a la media nacional.

Figura N° 33

Frecuencia Promedio de Interrupciones
JASEC-2015
(Cantidad de Interrpciones)



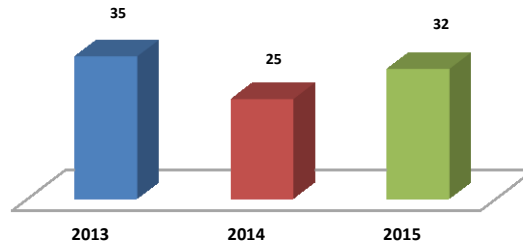
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas.

4.3 Estudios de tensión de suministro

En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 34, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por la JASEC durante los años 2013-2015 en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.

Figura N° 34

**Porcentaje de servicios verificados fuera de norma
JASEC**



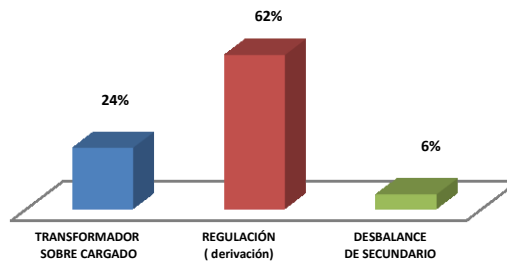
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Como se observa en la figura N° 34, durante los tres últimos años se ha determinado un porcentaje muy elevado de servicios estudiados que han mostrado condiciones de tensión fuera de los límites establecidos en la norma técnica regulatoria vigente, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (304, 773 y 268, respectivamente).

La figura N° 35 muestra las principales causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por la JASEC: un 6 % se deben a problemas de desbalance en redes de baja tensión, un 62 % a regulación en los transformadores de distribución y un 24% a sobrecarga de transformadores.

Figura N° 35

**Principales causas de inconformidades de tensión
JASEC**

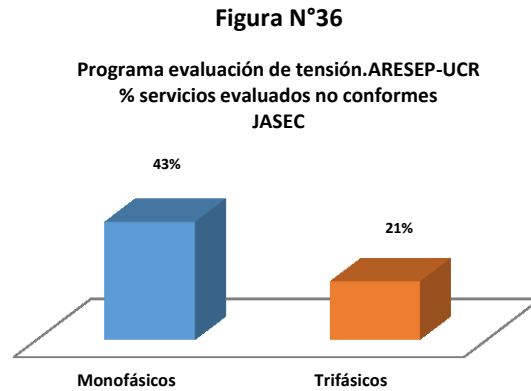


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

4.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, se realizaron un total de 70 pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por la JASEC (53 monofásicos y 17 trifásicos), de los cuales un 27% resultaron con inconformidades con respecto a las condiciones de calidad establecidas en la norma técnica AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión". La figura N° 36 muestra el

porcentaje de servicios no conformes con respecto a los estudiados para cada tipo de servicio (monofásico o trifásico).



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

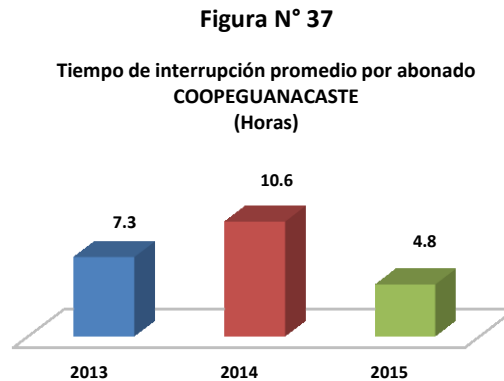
Las inconformidades detectadas por los estudios se refieren al incumplimiento de los límites de variación de la tensión de suministro establecidos en los artículos 9 y 10 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCAL, debido a problemas de ajuste e y regulación en los transformadores de distribución.

A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han sido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada.

5. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.

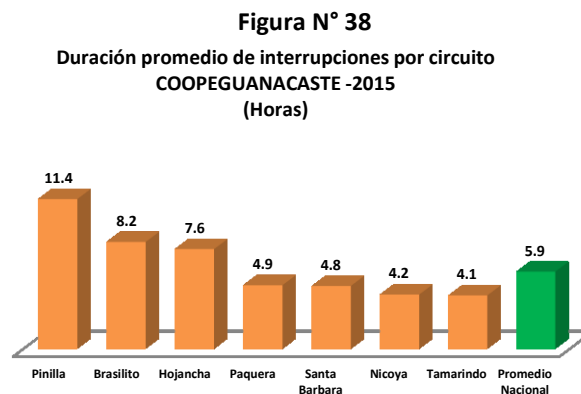
5.1 Duración de las interrupciones

La figura N° 37 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de COOPEGUANACASTE, han experimentado durante el período 2013-2015.



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 37, en el 2015 los abonados de COOPEGUANACASTE, experimentaron una disminución en el tiempo promedio de interrupción, con respecto al año 2013, pasando de 7 horas, 18 minutos en el 2013, a 4 hora 48 minutos durante el 2015, valor 1 hora 6 minutos inferior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución de COOPEGUANACASTE (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de COOPEGUANACASTE, fue de 2 horas y 54 minutos (en comparación de las 4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).



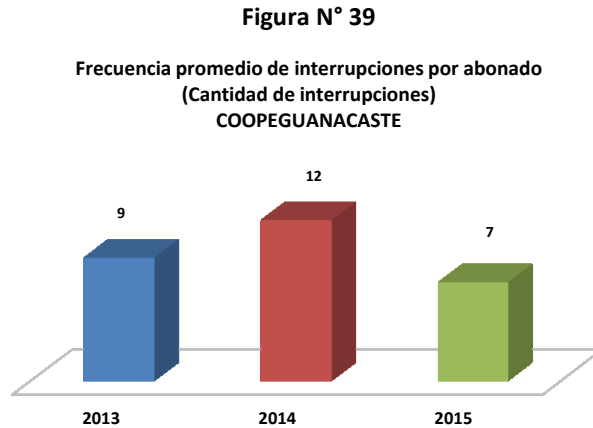
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Por su parte la figura N° 38 muestra el detalle de los siete circuitos de COOPEGUANACASTE con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. De el grafico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Pinilla (11 horas y 24 minutos de interrupción en promedio) y Brasilito (8 horas y 12 minutos de interrupción). En general, de los datos suministrados por la empresa un 22% de los abonados de COOPEGUANACASTE

(15 786) experimentaron un tiempo de interrupción promedio por abonado superior al valor promedio nacional.

5.2 Frecuencia de interrupciones

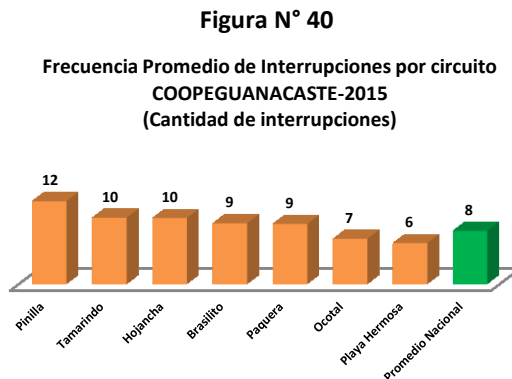
En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, COOPEGUANACASTE muestra también una disminución en la frecuencia de interrupción, según se observa en la figura N° 39.



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

En el 2015 los usuarios de COOPEGUANACASTE experimentaron en promedio siete interrupciones, dos menos que en el 2013 y cinco menos con respecto al año 2014, y una interrupción menos con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de COOPEGUANACASTE, los usuarios percibieron en promedio cuatro interrupciones durante el 2015(6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

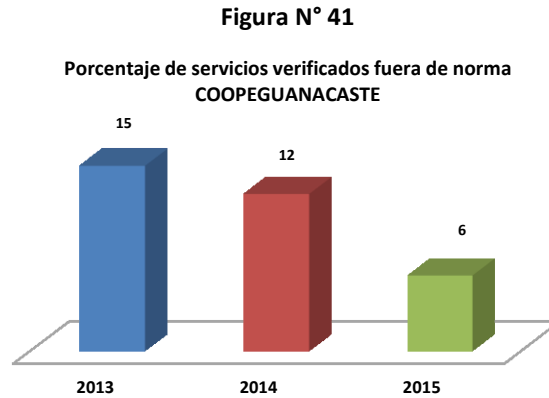
Los abonados servidos a través de los circuitos Pinilla, Tamarindo y Hojancha, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 40). En general el 40% de los abonados de COOPEGUANACASTE (29 461), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.



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

5.3 Estudios de tensión de suministro

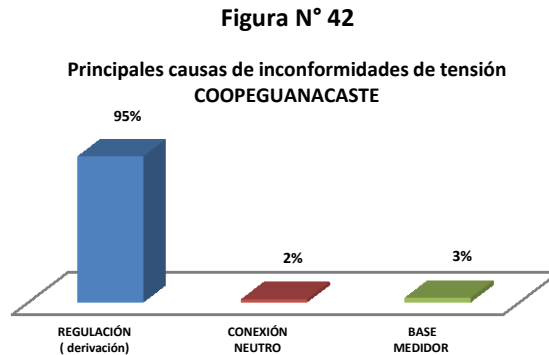
En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 41, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por COOPEGUANACASTE en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.



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

Como se observa en la figura N° 41, durante el año 2015 se presentó una disminución significativa en el porcentaje de servicios estudiados que mostraron condiciones de tensión fuera de norma durante el periodo 2013-2015, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (1554, 595 y 1754, respectivamente).

La figura N° 42 muestra las principales causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por COOPEGUANACASTE: un 95 % a regulación en los transformadores de distribución, un 3% en conexiones o defectos en las bases de medidores y un 2% a defectos en la conexión del neutro.



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

A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han sido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada.

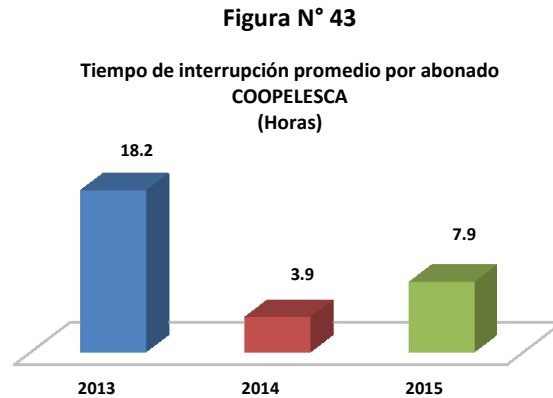
5.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, no se realizaron pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por COOPEGUANACASTE.

6. Cooperativa de electrificación rural de San Carlos.

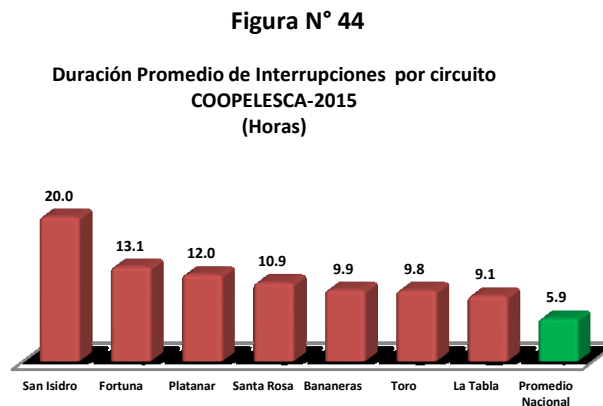
6.1 Duración de las interrupciones

La figura N° 43 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de COOPELESCA, han experimentado durante el período 2013-2015.



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 43, los abonados de COOPELESCA, experimentaron una disminución sustancial en el tiempo promedio de interrupción, con respecto al año 2013, pasando de 18 horas, 12 minutos en el 2013 a 7 horas 54 minutos durante el 2015, aunque aún sus usuarios experimentan un tiempo de interrupción de 2 horas superior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución de COOPELESCA (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de COOPELESCA fue de 7 horas y 42 minutos. (4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).



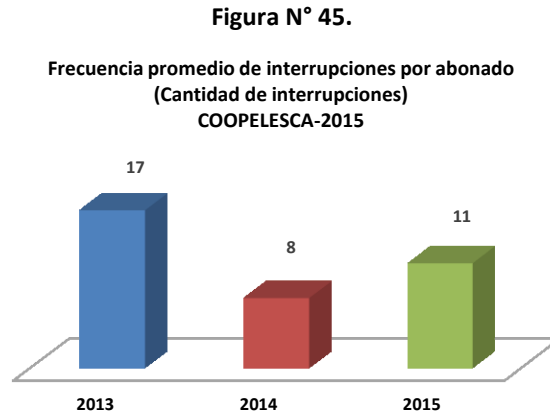
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Por su parte la figura N° 44 muestra el detalle de los siete circuitos de COOPELESCA con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. De el gráfico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos San Isidro (20 horas de interrupción en promedio) y Fortuna (13 horas y 6 minutos de interrupción). En general, de los datos

suministrados por la empresa un 43,3% de los abonados de COOPELESCA (37 351) experimentaron, en promedio un tiempo de interrupción promedio por abonado superior al valor nacional.

6.2 Frecuencia de interrupciones.

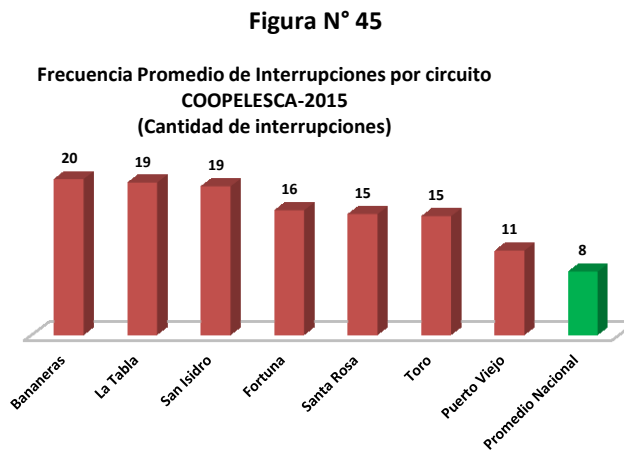
En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, COOPELESCA muestra también un aumento en la frecuencia de interrupción con respecto al 2014, según se observa en la figura N° 45



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

En el 2015 los usuarios de COOPELESCA experimentaron en promedio once interrupciones, seis menos que en el 2013, tres más con respecto al año 2014, y tres interrupciones más con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de COOPELESCA, los usuarios percibieron en promedio diez interrupciones durante el 2015(6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

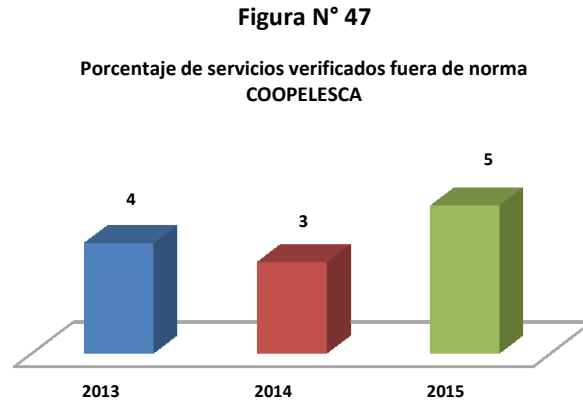
Los abonados servidos a través de los circuitos Bananeras, La Tabla y San Isidro, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 46). En general el 86% de los abonados de la COOPELESCA (74 870), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.



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

6.3 Estudios de tensión de suministro

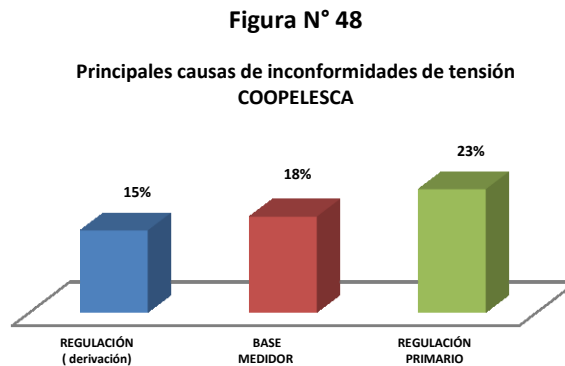
En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 47, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por COOPELESCA durante los años 2013-2015 en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.



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

Como se observa en la figura N° 46, COOPELESCA ha mantenido un valor bajo del porcentaje de servicios estudiados que han mostrado condiciones de tensión fuera de norma durante el periodo 2013-2015, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (823, 808 y 850, respectivamente).

La figura N° 48 muestra las principales causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por COOPELESCA: un 23 % a regulación en el ámbito de la media tensión, un 18% a conexiones o defectos en las bases de medidores y un 15% a regulación en los transformadores de distribución.



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

A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han sido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada

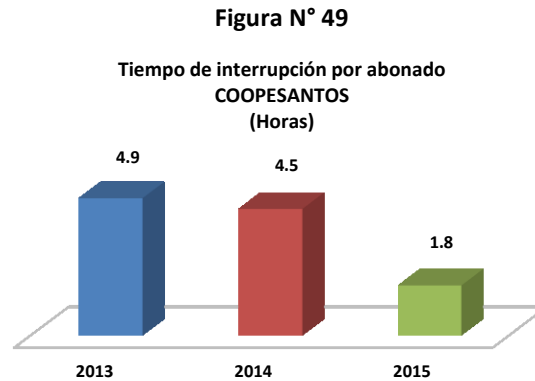
6.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, no se realizaron pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por COOPELESCA

7. Cooperativa de electrificación rural de Los Santos.

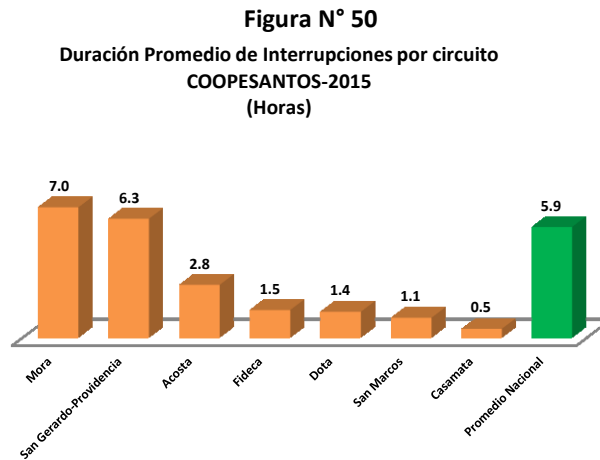
7.1 Duración de las interrupciones

La figura N° 49 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de COOPESANTOS, han experimentado durante el período 2013-2015.



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 49, los abonados de COOPESANTOS, experimentaron una disminución sustancial en el tiempo promedio de interrupción, con respecto al año 2013, pasando de 4 horas, 54 minutos en el 2013 a 1 hora 48 minutos durante el 2015, valor de 4 horas y 6 minutos inferior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución de COOPESANTOS (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de COOPESANTOS fue de 1 hora y 30 minutos (4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).

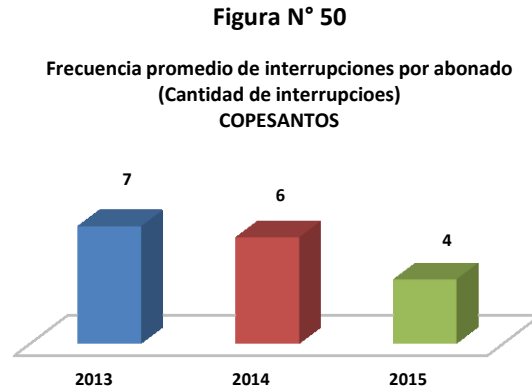


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Por su parte la figura N° 50 muestra el detalle de los siete circuitos de COOPESANTOS con mayor duración promedio de las interrupciones por abonado. De el gráfico se observa que los usuarios que experimentaron mayor tiempo de interrupción por abonado, fueron los servidos a través de los circuitos Mora (7 horas de interrupción en promedio) y San Gerardo (6 horas y 18 minutos de interrupción). En general, de los datos suministrados por la empresa un 12% de los abonados de COOPESANTOS (5 398) experimentaron, un tiempo de interrupción promedio por abonado superior al valor nacional.

7.2 Frecuencia de las interrupciones

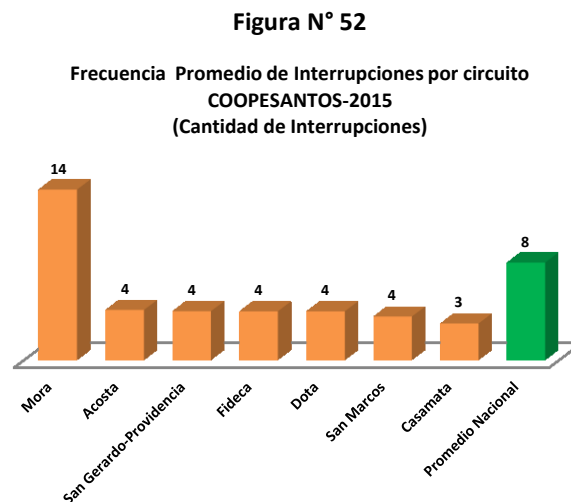
En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, COOPESANTOS muestra también una disminución en la frecuencia de interrupción, según se observa en la figura N° 51.



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

En el 2015 los usuarios de COOPESANTOS experimentaron en promedio cuatro interrupciones, tres menos que en el 2013, dos menos con respecto al año 2014, y cuatro interrupciones menos con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de COOPESANTOS, los usuarios percibieron en promedio dos interrupciones durante el 2015 (6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

Los abonados servidos a través del circuito Mora, fueron los más afectados por la cantidad de interrupciones durante el 2015 (ver figura N° 52). En general solo el 12% de los abonados de COOPESANTOS (5 121), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.



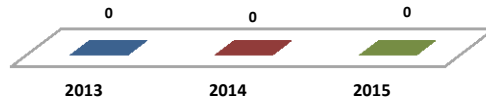
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

7.3 Estudios de tensión de suministro

En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 53, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por COOPESANTOS en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.

Figura N° 53

**Porcentaje de servicios verificados fuera de norma
COOPESANTOS**



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

Como se observa en la figura N° 53, según los datos suministrados por la cooperativa, durante el periodo 2013-2015 no se han presentado un servicios estudiados con condiciones de tensión fuera de norma, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (415, 374 y 370, respectivamente).

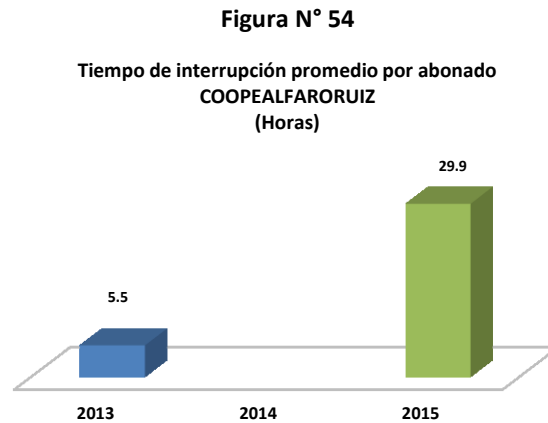
7.4 Convenio ARESEP-UCR.

Durante el 2015, no se realizaron pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por COOPESANTOS.

8. Cooperativa de electrificación rural de Alfaró Ruiz.

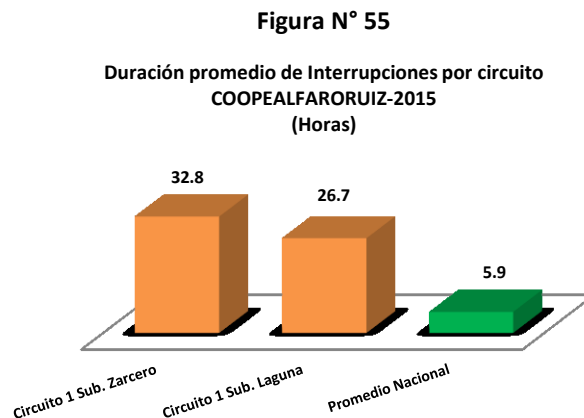
8.1 Duración de las interrupciones

La figura N° 54 muestra el comportamiento del tiempo de interrupción promedio que los usuarios de COOPEALFARORUIZOS, han experimentado durante los años 2013 y 2015 (No se muestran datos del 2014 ya que estos mostraban inconsistencias originadas por problemas administrativos internos de la cooperativa).



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

De conformidad con lo mostrado por la figura N° 54, los abonados de COOPEALFARORUIZ, experimentaron un aumento sustancial en el tiempo promedio de interrupción, con respecto al año 2013, pasando de 5 horas, 30 minutos en el 2013 a 29 horas 54 minutos durante el 2015, valor de 24 horas superior al promedio nacional 2015 de 5 horas 54 minutos. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de distribución de COOPESANTOS (excluyendo las interrupciones causadas por el ICE a nivel de transmisión), el tiempo promedio de interrupción que experimentaron los usuarios de COOPESANTOS fue de 21 horas y 36 minutos (4 horas promedio nacional sin interrupciones de transmisión ICE).



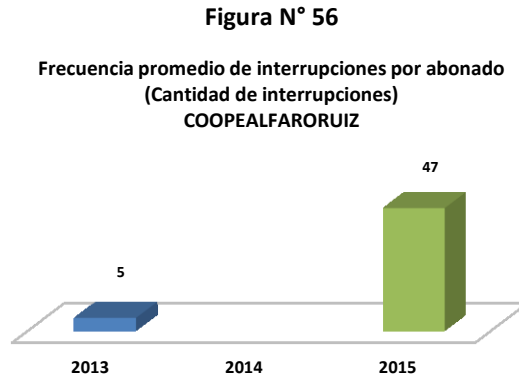
Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por las empresas eléctricas

Por su parte la figura N° 55 muestra el detalle de los tiempos de interrupción promedio por abonado de los circuitos de distribución de COOPEALFARORUIZ. De el gráfico se observa que los usuarios del circuito 1-Subestación Zarcero experimentaron un tiempo de interrupción por abonado, de 32 horas y 48 minutos; por su parte los abonados del circuito 1-Subestación Laguna percibieron 26 horas y 42 minutos de interrupción).

En general, de los datos suministrados por la empresa un el 100% de los abonados de COOPESALFARORUIZ (7 018) experimentaron, un tiempo de interrupción promedio por abonado superior al valor nacional.

8.2 Frecuencia de las interrupciones

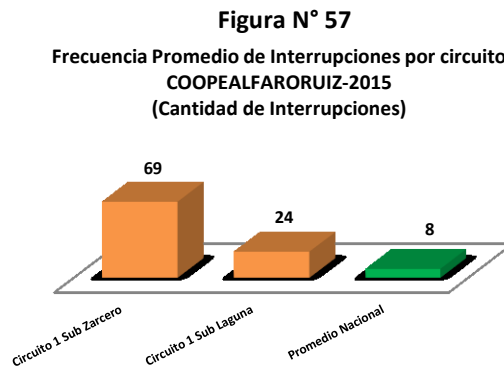
En lo que respecta a la frecuencia o cantidad promedio de interrupciones percibidas por abonado, COOPESALFARORUIZ muestra también un aumento sustancial en la frecuencia de interrupción, según se observa en la figura N° 56.



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

En el 2015 los usuarios de COOPESALFARORUIZ experimentaron en promedio cuarenta y siete interrupciones, cuarenta y dos más que en el 2013, treinta y nueve interrupciones más con respecto al promedio nacional de ocho interrupciones por abonado. Considerando únicamente las interrupciones propias de la red de COOPESANTOS, los usuarios percibieron en promedio treinta y dos interrupciones durante el 2015(6 interrupciones de promedio nacional sin considerar eventos de transmisión ICE).

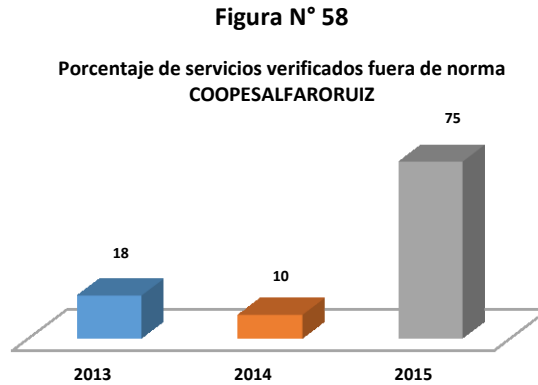
Los abonados servidos a través del circuito 1-Subestación Zarcero experimentaron sesenta y nueve interrupciones, mientras que los del circuito1-Subestación Laguna, veinte y cuatro interrupciones, durante el 2015 (ver figura N° 57). En general el 100% de los abonados de COOPEALFARORUIZ (7 018), experimentaron una frecuencia de interrupción promedio por abonado, superior a la media nacional.



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

8.3 Estudios de tensión de suministro

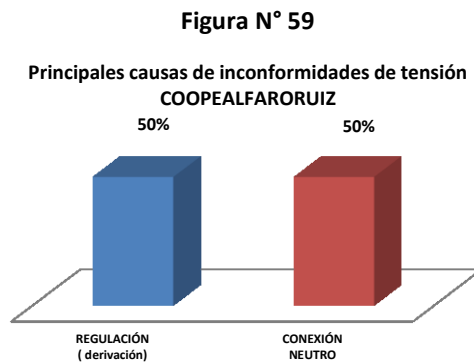
En lo que respecta a la calidad de la tensión de suministro, la figura N° 58, muestra los resultados de las mediciones efectuadas por COOPEALFARORUIZ durante el período 2013-2015 en cumplimiento de la normativa técnica regulatoria vigente.



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

Como se observa en la figura N° 58, se ha presentado un aumento en el porcentaje de servicios estudiados que han mostrado condiciones de tensión fuera de norma durante el periodo 2013-2015, con respecto a la cantidad de servicios estudiados en esos años (11, 60 y 4, respectivamente).

La figura N° 59 muestra las causas de las inconformidades de tensión de los servicios servidos por COOPEALFARORUIZ durante el 2015: una se debió a una conexión del conductor neutro y la otra a una conexión o defecto en la base de medidor.



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

A la fecha de este informe, todos los casos detectados con inconformidades han sido intervenidos y se han corregido las deficiencias o están en proceso de corrección, según los plazos establecidos por la norma técnica supra citada

8.4 Convenio ARESEP-UCR.

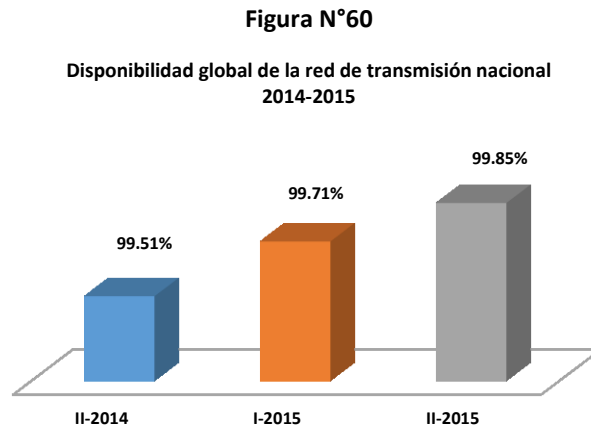
Durante el 2015, no se realizaron pruebas de verificación de la calidad de la tensión de suministro a servicios servidos por COOPEALFARORUIZ.

9. Calidad del servicio de transmisión.

9.1 Disponibilidad de líneas de transmisión.

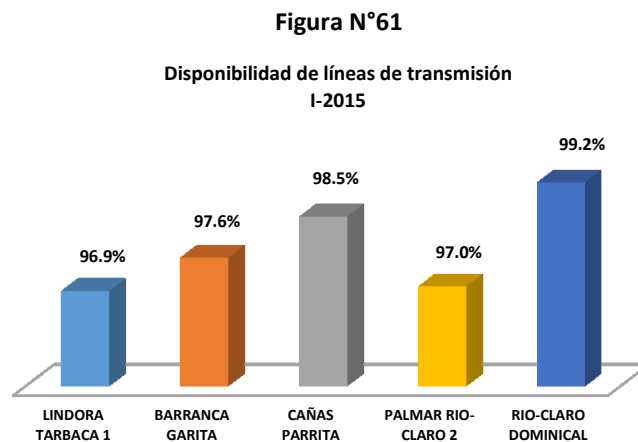
En lo que respecta a la calidad del servicio de transmisión, según los datos suministrados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), la disponibilidad global de la red de transmisión nacional durante el 2015, fue de un 99,78%.

La figura N° 60, muestra el comportamiento de la disponibilidad global de la red de transmisión nacional durante el segundo semestre del 2014 y el 2015, observándose una mejora en el indicador durante el periodo de estudio.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

La figura N° 61 muestra las líneas de transmisión con disponibilidades menores o iguales al 99.50%, durante el I semestre del 2015 y la figura N° 62, muestra los valores de indisponibilidad propias de dichas líneas de transmisión.

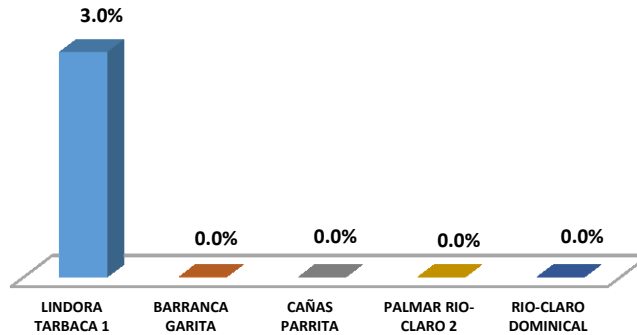


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

De acuerdo con el gráfico anterior, la línea con menor disponibilidad durante el primer semestre del 2015, fue la línea Lindora-Tarbaca 1, debido a eventos o fallas propias y forzadas de dicha línea de transporte. Otras líneas con disponibilidades menores o iguales a 95.5% en ese semestre mostradas en la figura N° 61, tuvieron las indisponibilidades debido a eventos programados ajenos a dichas líneas de transmisión.

Figura N° 62

**Indisponibilidades propias de líneas de transmisión
I-2015**

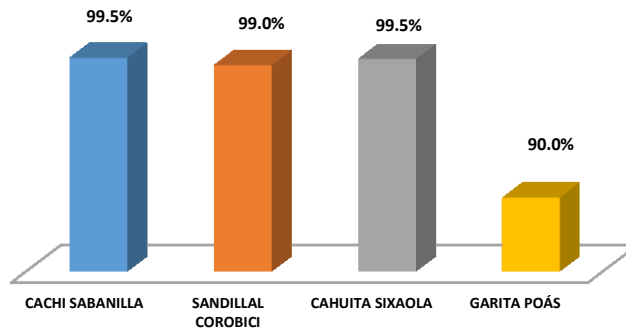


Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por el CENCE

En lo que respecta al segundo semestre del 2015, la figura N° 63 muestra las líneas de transmisión con disponibilidades menores o iguales al 99.50%.

Figura N° 63

**Disponibilidad de líneas de transmisión
II-Semestre 2015**



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

De la figura N° 63, se observa que las líneas con menor disponibilidad durante el II semestre del 2015, fueron las líneas Sandilla-Corobicí y Garita-Poás.

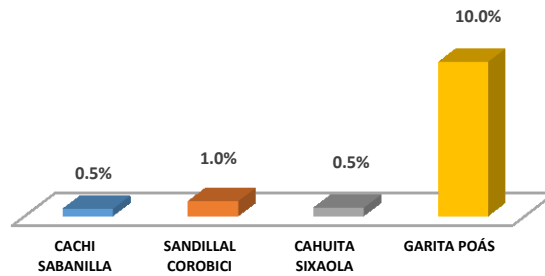
Las indisponibilidades correspondientes a las líneas de transmisión con menor disponibilidad (Figura N° 63), se debieron a eventos propios programados de las líneas, a excepción de la línea Garita-Poás, cuya indisponibilidad propia fue por eventos forzados (Ver figura N° 64).

Es importante señalar que los eventos forzados se deben a salidas de operación de las líneas de transmisión debidas a fallas o mantenimientos no programados.

Los eventos propios, sean forzados o programados, se deben a situaciones que se dan directamente en la línea de transmisión y no a situaciones suscitadas en otras líneas o elementos de la red de transmisión nacional.

Figura N° 64

Indisponibilidades propias de las líneas de transmisión
II-2015



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

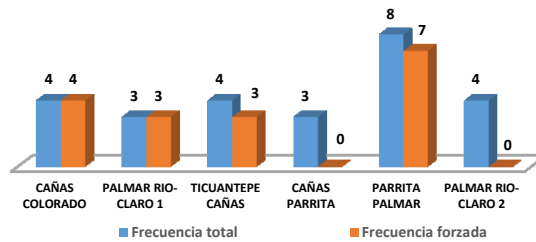
9.2 Frecuencia de indisponibilidad

En lo que respecta a la frecuencia de indisponibilidades, las figura N° 65 y N° 66, muestra las líneas de transmisión con mayor cantidad de indisponibilidades (mayores o iguales a 3) durante el primer y segundo semestre del 2015, respectivamente.

Durante el primer semestre la mayor frecuencia de indisponibilidad la tuvo la línea Parrita-Palmar con 8 salidas de operación de las cuales 7 fueron forzadas. Solo las líneas Cañas-Parrita y Palmar-Río Claro, tuvieron sus salidas de operación por eventos programados. En todas las demás líneas, la mayoría de los eventos de indisponibilidad se debieron a eventos forzados.

Figura N° 65

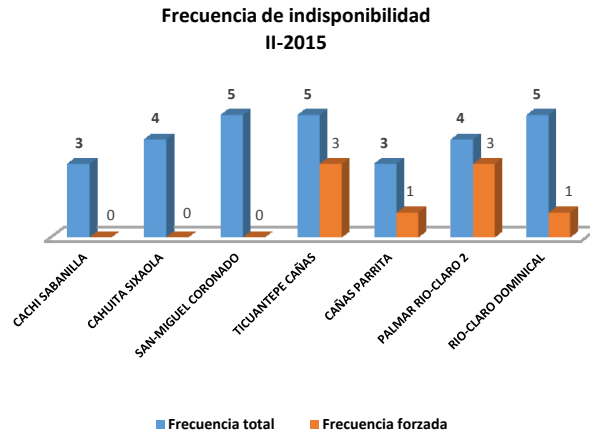
Frecuencia de indisponibilidad
I-2015



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

En lo que respecta al segundo semestre del 2015, nótese que solo las líneas Cachi-Sabanilla, Cahuita Sixaola y San Miguel-Corcovado no tuvieron indisponibilidades forzadas, mientras que las líneas con mayor cantidad de indisponibilidades tuvieron uno o más eventos forzados.

Figura N° 66

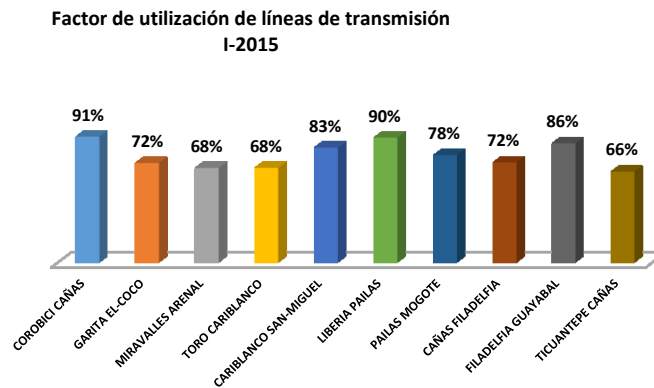


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

9.3 Factor de utilización de líneas de transmisión

En la figura N° 67 se muestran las líneas que se operaron con factor de utilización (relación de la máxima demanda con respecto a la capacidad de la línea), mayor al 65% durante el primer semestre del 2015, en el cual se observa que las líneas más utilizadas en relación con su capacidad de potencia son: Corobicí-Cañas, Liberia-Pailas y Filadelfia-Guayabal.

Figura N° 67

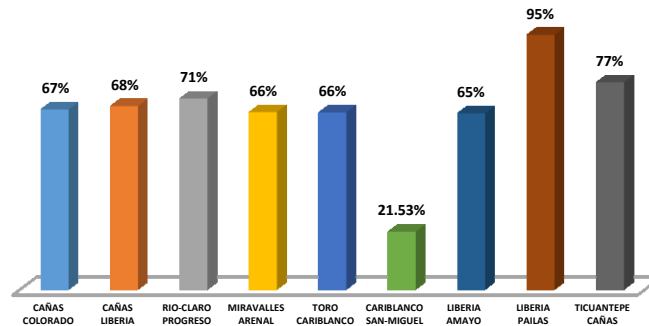


Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

Por su parte la figura N° 68, muestra las líneas de transmisión que se operaron con factor de utilización mayor o igual al 65%, en el segundo semestre del 2015. De la figura se observa que las líneas que presentaron mayor factor de utilización durante el segundo semestre del 2015, fueron: Liberia-Pailas, Ticuan-tepe-Cañas y Río Claro-Progresos, las que mostraron factores de utilización de 95%, 77% y 71% respectivamente.

Figura N° 68

Factor de utilización de líneas de transmisión
II-2015



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

9.4. Operación restrictiva de líneas de transmisión.

Según los datos reportados por el CENCE, durante el 2015, ninguna línea, en forma independiente, del sistema de transmisión nacional operó en condiciones restrictivas.

9.5 Indicadores de falla de líneas de transmisión.

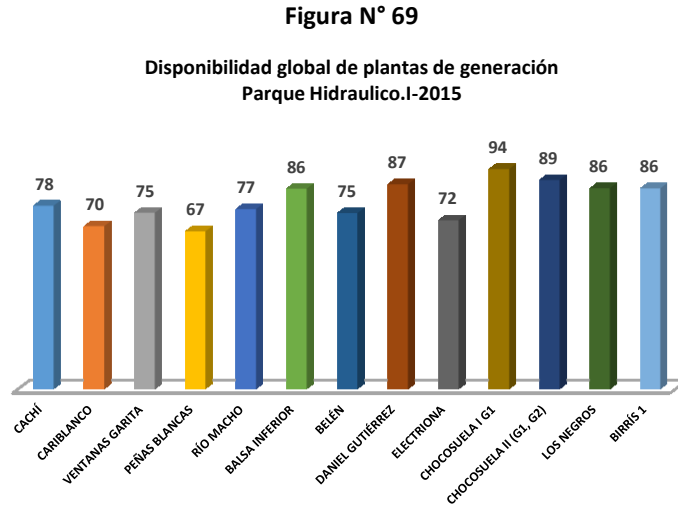
Durante el 2015, la tasa de falla de la red de transmisión fue de 1,52 y 0,76 fallas por cada 100 kilómetros de línea de transmisión para el primer y segundo semestre del 2015; de las cuales, respectivamente, 0,23 y 0,11 fallas fueron por eventos indirectos (externos) a las líneas de transmisión. La duración promedio de las fallas de las líneas de transmisión fue de 1,57 (1 hora y 34 minutos) y 4,95 horas (4 horas y 57 minutos), para dichos semestres.

La tasa de falla de transformación del sistema de transmisión nacional fue de 2,1 y 3,5 MVA por cada 100 MVA instalados, y la duración promedio de las fallas fue 1, 12 horas (1 hora y 7 minutos) y de 8,72 horas (8 horas y 43 minutos), para cada semestre del 2015.

10. Calidad del servicio de generación.

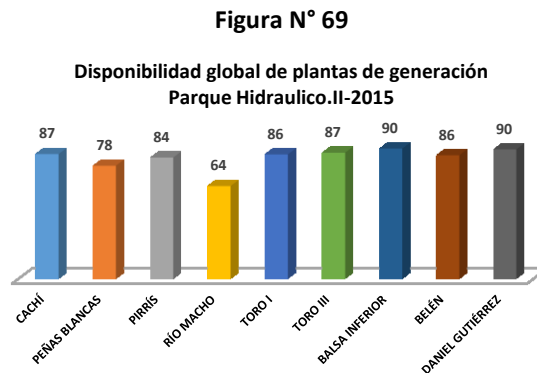
10.1 Disponibilidad del parque de generación

La figura N° 69 muestra las plantas del parque de generación hidráulica del país (excluyendo la generación privada), que tuvieron una disponibilidad igual o menor al 90% durante el primer semestre del 2015.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

A excepción de las plantas Balsa Inferior, Daniel Gutiérrez y Chocosuela I, que tuvieron salidas de operación forzadas, todas las demás salidas de operación de las plantas, se debieron a eventos programados.



Fuente: Intendencia de Energía a partir de datos suministrados por el CENCE

En lo que respecta al segundo semestre del 2015, las plantas del parque de generación hidráulica del país (excluyendo la generación privada), que tuvieron una disponibilidad igual o menor al 90%, se muestran en la figura N° 70

Durante el II semestre se presentaron eventos forzados en las plantas Peñas Blancas, Toro, Sigifredo Solís, Arenal y Sandillal. De la comparación entre las figuras N° 68 y N° 69, se observa que las plantas: Cachí, Peñas Blancas, Río Macho, Balsa Inferior, Belén y Daniel Gutiérrez, mostraron en ambos semestres del 2015, disponibilidades menores al 90%

11. Conclusiones:

- a. El tiempo promedio de interrupción por abonado de los usuarios del servicio público de electricidad durante el año 2015 disminuyó 12 minutos con respecto al del 2014.
- b. Los usuarios de las empresas COOPEALFARORUIZ, COOPELESCA e ICE, fueron los que percibieron mayor tiempo de interrupción promedio por abonado durante el 2015, mientras que los usuarios de JASEC Y COOPESANTOS, fueron los que tuvieron mayor continuidad del servicio.
- c. Durante el 2015 los usuarios del servicio de electricidad, experimentaron 8 interrupciones en promedio, valor similar al registrado en el 2014.
- d. Los usuarios de las empresas COOPEALFARO, COOPELESCA y la CNFL, fueron los que experimentaron mayor cantidad de interrupciones en promedio durante el 2015, mientras que los usuarios de JASEC Y COOPESANTOS, fueron los que tuvieron menor cantidad de interrupciones del servicio.
- e. De acuerdo con los datos reportados por las empresas distribuidoras, un 10% de los servicios verificados directamente por ellas, mostraron condiciones de tensión fuera de los valores establecidos por la norma técnica regulatoria vigente.
- f. La principal causa de las deficiencias en la tensión de suministro son los desajustes de la regulación en los transformadores de distribución.
- g. En el marco del programa de verificación que lleva a cabo la Intendencia de Energía, iniciado en setiembre de 2015, un 21% de los servicios verificados durante el período setiembre a diciembre del 2015 en las empresas: ICE, CNFL, JASEC y ESPH, mostraron inconformidades en la tensión de suministro con respecto a la normativa vigente.
- h. La red de transmisión nacional ha mostrado una mejora en la disponibilidad global pasando de un 99,51% en el II semestre del 2014 a 99,85% durante el II semestre del 2015.
- i. Durante el 2015, la tasa de falla de las líneas de transmisión fue de 1.52 y 0,66 fallas por cada 100 kilómetros de línea para el primer y segundo semestre, con tiempos promedios de falla de 1,57 y 8,72 horas.
- j. La tasa de falla de transformación del sistema de transmisión nacional fue de 2,1 y 3,5 MVA por cada 100 MVA instalados, y la duración promedio de las fallas fue 1, 12 horas (1 hora y 7 minutos y de 8,72 horas (8 horas y 43 minutos), para cada semestre del 2015.
- k. Durante el primer semestre del 2015, un 43% del parque de generación hidráulica nacional (excluidas las plantas privadas), mostraron disponibilidades iguales o menores al 90%. En el segundo semestre dicho porcentaje se redujo al 30%.