

# informe ESTADÍSTICO DE CALIDAD 2014



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Guatemala





### **Estimado Lector:**

En este informe se incluyen los principales indicadores de la calidad del servicio de energía eléctrica. También comprende el compendio estadístico de las actividades realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el año 2014 en cumplimiento a sus funciones, sobre lo relativo a velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias, según el artículo 4 de la Ley General de Electricidad y la fiscalización que debe efectuar según el artículo 7 de la Ley de Tarifa Social, Decreto Legislativo número 96-2000. Para el efecto se presentan tablas y gráficas que ilustran lo indicado.

Es función de la Comisión en lo concerniente a las Normas Técnicas, sin que sea limitativo:

- a) La Fiscalización de su fiel cumplimiento;
- b) La revisión y actualización de las Normas y la emisión de especificaciones complementarias;
- c) La verificación del pago de las indemnizaciones;
- d) La imposición de sanciones y/o multas, por incumplimiento a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas Técnicas vigentes.
- e) La auditoría de cualquier Etapa de los procesos;
- f) El requerimiento de informes periódicos para el control de la calidad del servicio de energía eléctrica;
- g) La interpretación de las Normas en caso de divergencias o dudas y la resolución de los casos no previstos.

El informe estadístico consta de cuatro partes. La primera se refiere a la Calidad del Servicio de Distribución. La segunda trata sobre el Servicio de Transporte. La tercera parte muestra las actividades regulatorias y la última trata sobre el control de sanciones impuestas a los infractores del marco legal eléctrico por temas de calidad. Las actividades de fiscalización y los datos presentados por los Distribuidores conforman las fuentes de información del documento. Excepto donde se especifique lo contrario, los datos del documento se refieren al 2014. Se invita a los interesados a obtener información complementaria del subsector eléctrico en la página web de la Comisión ([www.cnee.gov.gt](http://www.cnee.gov.gt)).



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

Licenciada Carmen Urizar Hernández  
Presidente

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
Directora

# índice

<b>carta</b> AL LECTOR . . . . .	3
<b>calidad</b> DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN. . . . .	7
<b>calidad</b> DEL SERVICIO DE TRANSPORTE. . . . .	33
<b>actividades</b> REGULATORIAS REALIZADAS . . . .	47
<b>monitoreo</b> DE EVENTOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. . . . .	61





# Calidad del servicio de distribución





# 1. CALIDAD del servicio de distribución

## 1.1. Información del Servicio de Distribución

El servicio de distribución final consiste en el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la CNEE. El distribuidor es la persona individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica que tiene la responsabilidad de prestar el servicio público de distribución a todos sus usuarios y grandes usuarios ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las normas técnicas que emita la CNEE. La calidad de servicio se mide tomando en cuenta los parámetros de calidad del producto técnico, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial. El cumplimiento de los niveles de calidad de servicio será fiscalizado por la CNEE, mediante los indicadores que se establecen en el reglamento y las normas técnicas que emita la CNEE.

En el presente informe se detalla información reportada por los distribuidores dentro de los procesos establecidos en la normativa de calidad de servicio, las cuales se encuentran sujetas a las acciones de verificación o fiscalización. La información remitida por los agentes fue complementada con solicitudes, validación de cálculo u otras acciones efectuadas por la CNEE.

### 1.1.1. Usuarios del Servicio de Distribución Final

Los prestadores del servicio de distribución y los usuarios deben suscribir un contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General

de Electricidad, su reglamento y las normas. Los usuarios deben realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del distribuidor que afecte la calidad del servicio eléctrico de distribución.

El servicio rural es todo servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que no cumplen con las condiciones del servicio urbano.

El servicio urbano se define como el servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD- definen los indicadores y las tolerancias para que los distribuidores presten a la población un servicio con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad. En esta sección se presentan datos estadísticos generales de las empresas de distribución de energía eléctrica.

**Tabla 1.** Cantidad de usuarios a diciembre de 2014

	Distribuidor de electricidad	Usuarios
1	Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.	1,112,183
2	Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A.	972,239
3	Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A.	602,896
4	Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango	49,572
5	Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango	34,756
6	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios	23,306
7	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa	16,942
8	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez	15,439
9	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu	13,875
10	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa	13,142
11	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj	13,152
12	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos	9,618
13	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya	8,183
14	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán	6,007
15	Empresa Municipal Rural de Electricidad Playa Grande	4,585
16	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia	4,219
17	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula	1,388
18	Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná	1,133
19	Empresa Hidroeléctrica de Patulul	1,076

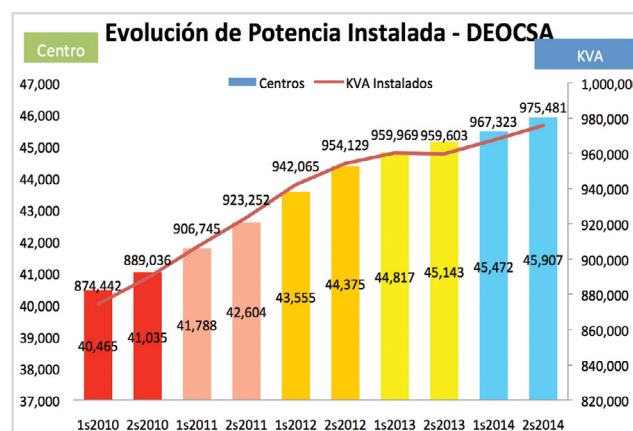
### 1.1.2. Redes

La red de distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el proporcionar electricidad a los usuarios finales. Esta actividad se lleva a cabo por los distribuidores. El sistema de distribución de energía eléctrica comprende muchos kilómetros de líneas, millares de transformadores, y numerosos dispositivos eléctricos complementarios

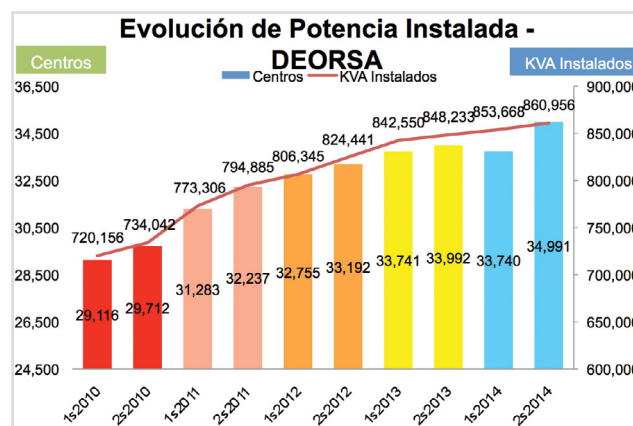
**Tabla 2.** Capacidad instalada en las redes de distribución de los tres principales distribuidores

Semestre	DEOCSA		DEORSA		EEGSA	
	1-2014	2-2014	1-2014	2-2014	1-2014	2-2014
Centros	44,817	45,907	33,740	34,991	52,321	52,865
Urbanos	9,304	9,569	7,862	8,117	22,813	22,985
Rurales	35,513	36,338	25,878	26,874	29,508	29,880
KVA	959,939	975,481	842,550.50	860,956	2,804,916	2,855,539
Urbanos	282,618	286,171.50	246,338.50	251,766.00	1,583,183	1,609,713
Rurales	677,321	689,309.50	596,212	609,190	1,221,733	1,245,826
Transformadores	48,342	49,313	37,307	38,404	67,786	68,530
Urbanos	10,822	11,038	9,289	9,485	32,914	33,214
Rurales	37,520	38,275	28,018	28,919	34,872	35,316

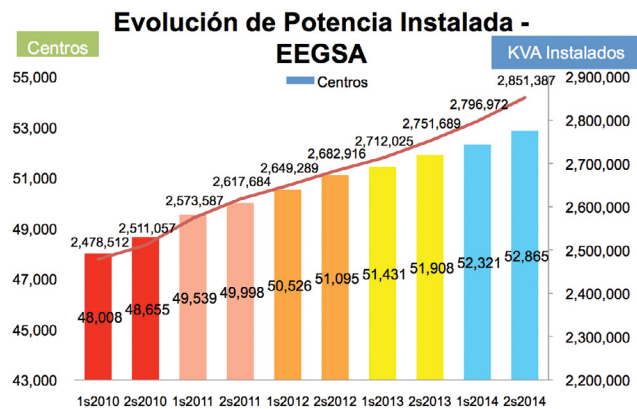
**Gráfica 1.** Evolución de Potencia Instalada DEOCSA



**Gráfica 2.** Evolución de Potencia Instalada DEORSA

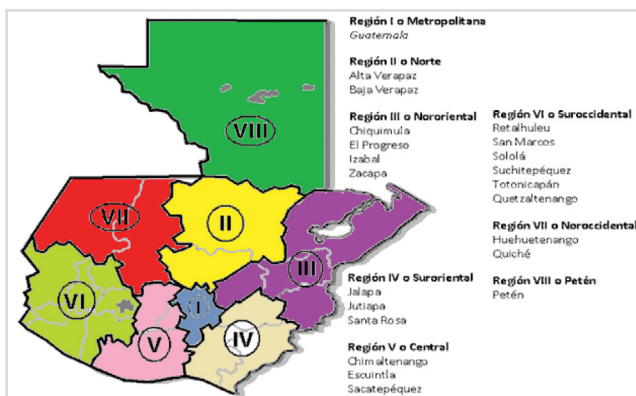


Gráfica 3. Evolución de Potencia Instalada EEGSA



### 1.1.3. Regionalización de la Información

Desde el año 2011 se trabajó una agrupación de la información regulatoria de calidad por región, con la finalidad de presentar de forma gráfica los resultados de los diferentes indicadores de calidad, mostrándose de forma acumulada o en promedio, tomando en cuenta la regionalización que considera agrupación por Departamentos de la República de Guatemala. Asimismo, se realizaron agrupaciones o acumulación de información regulatoria de indicadores de calidad por municipio para facilitar la identificación global del estado de la prestación del servicio en Guatemala. Para orientar el análisis de la calidad a lo estipulado anteriormente se dividió el país en 8 Regiones. Imagen 1. Regiones del País



### 1.1.4. Encuesta de Calidad

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años se publica la calificación de las empresas de distribución final de energía eléctrica de acuerdo a los resultados obtenidos en la Encuesta de Percepción de la Calidad efectuada en el año 2014, la cual fue realizada por empresas especializadas en ésta materia..

Tabla 3. Resultados Encuesta de Calidad, promedios de satisfacción, cifras en %

#	Distribuidor	Promedio general	Verano	Invierno
1	EEGSA	87.69	84.17	91.21
2	DEOCSA	77.32	75.79	78.85
3	DEORSA	71.92	65.21	78.63
4	EEM Gualán	83.87	75.62	92.12
5	EEM Guastatoya	78.67	76.34	81.00
6	EEM Huehuetenango	42.04	45.23	38.85
19	EMRE	86.70	82.44	90.97
7	EEM Jalapa	45.94	No Realizó	91.87
8	EEM Joyabaj	65.05	68.94	61.16
18	EH Patulul	63.88	66.45	61.31
9	EEM Puerto Barrios	56.78	56.76	56.80
10	EEM Quetzaltenango	24.63	No Realizó	49.26
11	EEM Retalhuleu	49.37	48.74	49.99
12	EEM San Marcos	65.52	71.70	59.34
13	EEM San Pedro Pinula	44.38	36.25	52.52
14	EEM San Pedro Sacatepéquez	86.18	80.15	92.21
15	EEM Santa Eulalia	86.80	90.45	83.16
16	EEM Tacaná *	41.04	No Realizó	82.08
17	EEM Zacapa	80.29	78.08	82.51

Información más detallada se puede encontrar en el documento “Compendio de Resultados de las Encuestas de Calidad - Experiencias de 1999 a 2014”, disponible en formato pdf en la página web de la CNEE ([www.cnee.gov.gt](http://www.cnee.gov.gt)).

## 1.2. Calidad del Servicio Comercial

Dentro de los parámetros que evalúa la CNEE, según lo indicado en el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se encuentra la calidad del servicio comercial, dividiendo el parámetro en los siguientes temas: reclamos de los consumidores, facturación y atención al usuario.

El objetivo de la medición de la calidad del servicio comercial es de garantizar que el distribuidor preste una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos. La Resolución CNEE-90-2008 contiene las normas para la atención de reclamos.

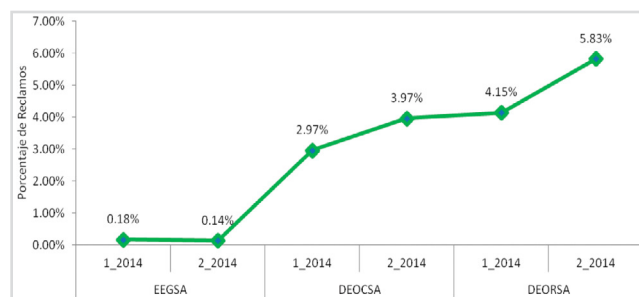
### 1.2.1. Porcentaje de Reclamos -R%-

Las Normas del Técnicas del Servicio de Distribución establecen los indicadores relacionados a la resolución de reclamos, el cual se define el porcentaje de reclamos o quejas como:

$$R(\%) = (Ra/Nu) \times 100$$

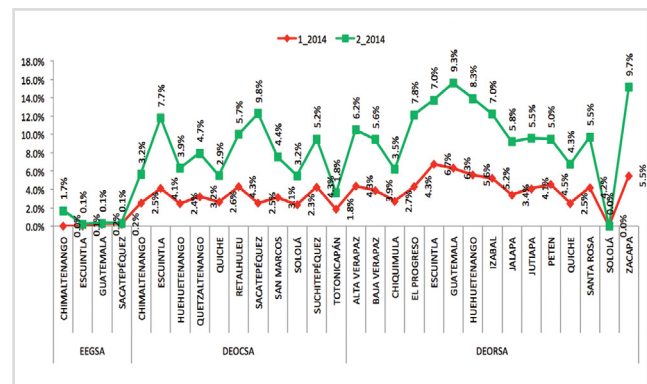
Donde Ra es el número total de reclamos o quejas recibidos y Nu es el número total de usuarios. La normativa establece la tolerancia de este indicador en el valor de 5%. Se observa en la gráfica el comportamiento del indicador global del R% por semestre.

**Gráfica 4.** Porcentaje de Reclamos



Se muestra el porcentaje de reclamos aplicado a cada uno de los distribuidores mayoritarios. Es de notar el comportamiento del porcentaje de reclamos para cada uno de los departamentos del país.

**Gráfica 5.** Porcentaje de Reclamos por Departamento



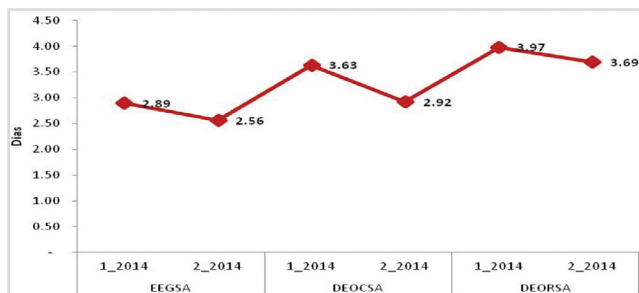
### 1.2.2. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-

El tiempo de procesamiento de un reclamo se mide desde el momento en que el usuario presenta el reclamo o queja con la documentación necesaria, hasta el momento en que el usuario recibe respuesta del reclamo o queja presentada. El indicador se define como:

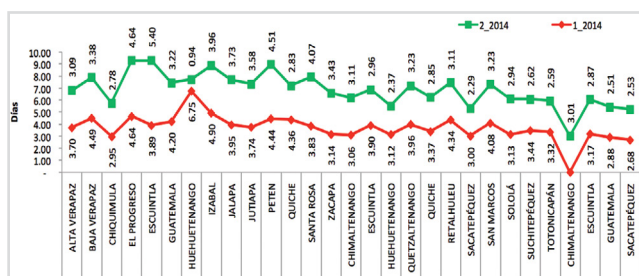
$$TPPR = \sum Tai / Ra$$

Donde Tai es el tiempo en días para resolver el reclamo o queja i. La normativa permite un tiempo promedio para la atención de reclamos de 10 días, se observa en la gráfica que el indicador global del TPPR se mantuvo dentro de la tolerancia establecida.

**Gráfica 6.** Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos



**Gráfica 7.** Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos por Departamento



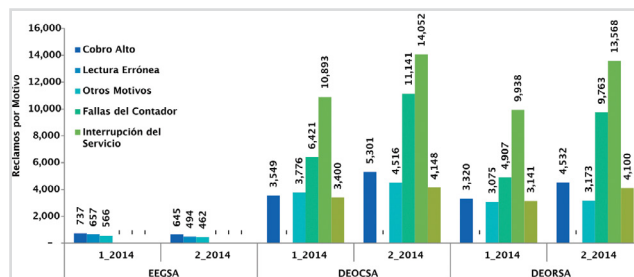
No se cuentan con datos de Sololá.

### 1.2.3. Reclamos por motivo y medio de presentación

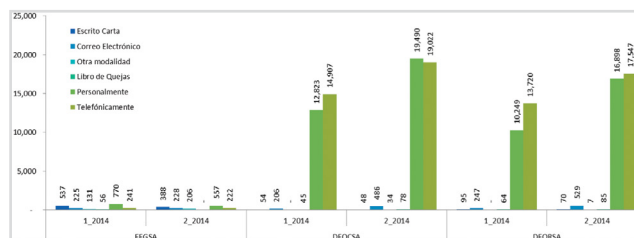
Un reclamo es el medio por el cual el usuario manifiesta ante el distribuidor su inconformidad por diferentes motivos con respecto al servicio y la atención que recibe del mismo. Se entenderá por motivo de reclamo o queja la causa que originó la inconformidad del usuario por la prestación del servicio del distribuidor.

En lo que corresponde a la clasificación de los motivos de reclamo o quejas, se debe aplicar la establecida en la metodología para el control de calidad del servicio comercial. Se realizó el cálculo de los reclamos por motivo y por medio de presentación.

**Gráfica 8.** Reclamos por Motivo de Reclamo de EEGSA, DEOCSA y DEORSA



**Gráfica 9.** Reclamos por Medio de Presentación de EEGSA, DEOCSA y DEORSA



Los reclamos de los usuarios recibidos en la CNEE se remitieron a los distribuidores por medio del correo electrónico. Los usuarios pueden presentar un reclamo ante los distribuidores por diferentes vías o medios de presentación, según la cercanía a una agencia comercial, el acceso a internet o teléfono.

### 1.2.4. Tiempo medio de atención

El tiempo medio de atención (TM) es el cociente de la sumatoria de los tiempos de resolución (TR<sub>ri</sub>) entre el número de reclamos y quejas agrupados según sea su motivo (r), dentro del periodo que se informa, de acuerdo a la fórmula:

$$TM = \frac{\sum TR_{ri}}{r}$$

Donde TR<sub>ri</sub> es el tiempo de resolución del reclamo o queja i (desde su ingreso hasta su resolución) y r es la totalidad de reclamos agrupados por causa.

Se realizó la verificación del tiempo utilizado para solucionar los reclamos por cada uno de los motivos que establece la normativa, se muestra la tabulación de los tiempos medios de atención por motivo de reclamo.

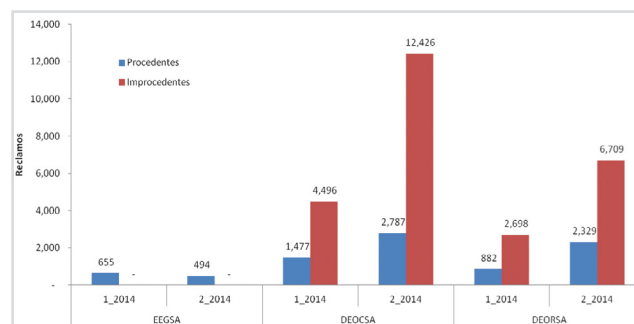
**Tabla 4.** Tiempo medio de atención en días.

MOTIVO	EEGSA		DEOCSA		DEORSA	
	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014
Alteración de medidor	2.0	1.5	-	-	-	-
Alumbrado público	1.0	1.9	-	-	-	-
Atraso en conexión	2.3	1.5	1.9	1.9	3.4	1.8
Atraso en reconexión	2.1	2.1	2.8	3.7	3.2	3.0
Bajo voltaje	4.2	3.9	3.4	3.0	4.1	3.9
Cambio de medidor	2.5	0.2	-	-	-	-
Cobro alto	3.2	3.0	4.7	2.9	5.3	3.7
Cobro por reconexión	3.1	2.1	-	-	-	-
Consumo fraudulento	2.7	1.8	-	-	-	-
Corte sin razón	2.1	2.0	2.4	3.6	2.2	2.7
Estimación consumo	3.2	1.9	-	-	-	-
Fallas de transformador	3.3	4.3	-	-	-	-
Fallas del contador	-	1.6	3.5	2.9	4.0	3.9
Inconformidad con tarifa	1.7	1.7	2.0	3.0	1.2	3.0
Interrupción del servicio	2.4	2.2	3.5	3.0	4.0	3.7
Lectura errónea	2.8	2.3	-	-	-	-
Mala atención oficina	1.8	0.9	9.0	3.1	10.7	7.1
No conexión	3.1	2.8	-	-	-	-
No recibe factura	2.3	2.0	0.8	2.8	0.8	1.6
Otros motivos	2.9	2.2	8.6	2.8	9.1	8.1

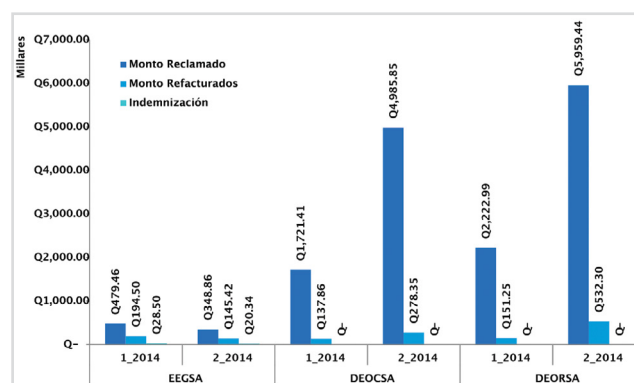
### 1.2.5. Facturación

El Artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece la forma en que debe realizarse la facturación de los usuarios considerando la medición de energía consumida y la emisión de la factura. Según las NTSD los distribuidores tienen que corregir los errores de facturación en la siguiente factura y deben indemnizar a los usuarios afectados con el 10% del monto facturado donde se dio el error. Las gráficas siguientes muestran los datos de reclamos procedentes e improcedentes.

**Gráfica 10.** Reclamos por Facturación Procedentes e Improcedentes



**Gráfica 11.** Montos Reclamados, Refacturados e Indemnizados en Reclamos por Facturación errónea



Los datos presentados en la gráfica anterior muestran que los distribuidores recibieron reclamos por facturación por un monto de Q15,718.002.53 de los cuales refacturaron Q1,439,687.02 e indemnizaron Q48,839.75, dichos datos fueron reportados por EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

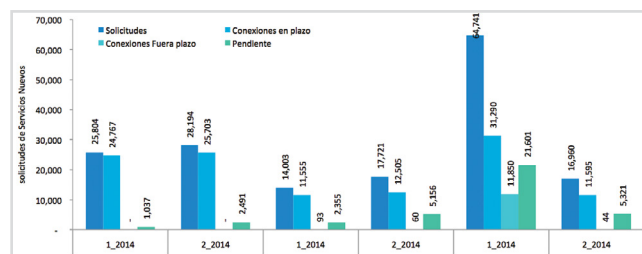
### 1.2.6. Atención al usuario

Con el propósito de garantizar que los distribuidores cumplan con los plazos de atención establecidos, se verifican los plazos semestralmente. Los Artículos 68 y

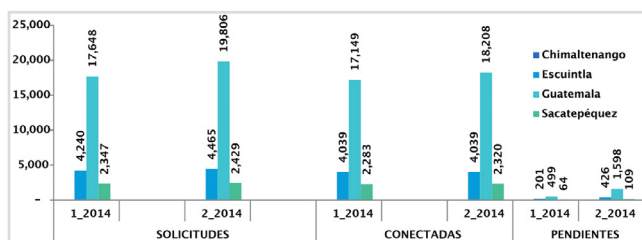
69 de las NTSD establecen los indicadores de atención al usuario.

El Artículo 68 inciso a) del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que para las solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red los Distribuidores tienen 28 días como plazo máximo.

**Gráfica 12.** Conexiones de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red



**Gráfica 13.** Conexiones de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red por departamento correspondiente a EEGSA



Se realizaron los cálculos por distribuidor y departamento por lo que se muestran los resultados del indicador de solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red.

**Tabla 5.** Conexiones de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red de DEOCSA

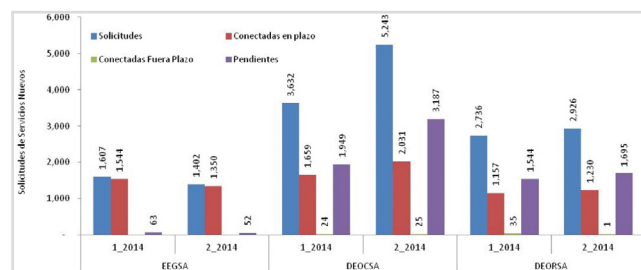
Departamento	Solicitudes		Conexiones en Plazo		Conexiones Fuera de Plazo		Pendientes	
	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014
Chimaltenango	1,376	1,535	1,313	1,476	63	16	-	43
Escuintla	239	418	235	411	4	1	-	6
Huehuetenango	1,505	2,077	1,497	2,002	4	6	4	69
Quetzaltenango	1,464	1,311	1,462	1,283	2	2	-	26
Quiché	1,090	1,120	1,087	1,097	3	-	-	23
Retalhuleu	593	641	588	622	5	-	-	19
San Marcos	1,945	2,008	1,945	1,932	-	-	-	76
Sololá	757	820	754	799	2	-	-	21
Suchitepéquez	1,313	1,609	1,313	1,535	-	19	-	55
Totonicapán	1,181	1,127	1,171	1,097	10	13	-	17

**Tabla 6.** Conexiones de Servicios Nuevos sin Modificación de Red de DEORSA

Departamento	Solicitudes		Conexiones en Plazo		Conexiones Fuera de Plazo		Pendientes	
	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014
Alta Verapaz	1,935	2,084	1,934	2,050	-	1	1	33
Baja Verapaz	722	587	722	576	-	6	-	5
Chiquimula	1,249	769	1,247	748	2	-	-	21
El Progreso	561	525	550	513	11	3	-	9
Escuintla	7	13	7	13	-	-	-	-
Guatemala	48	21	48	21	-	-	-	-
Izabal	749	590	736	590	13	-	-	-
Jalapa	521	396	521	387	-	-	-	9
Jutiapa	1,541	1,108	1,527	1,056	2	5	12	47
Petén	1,304	1,124	1,270	1,095	33	8	1	21
Quiché	168	130	168	129	-	1	-	-
Santa Rosa	1,138	757	1,128	739	4	9	6	9
Zacapa	854	860	838	850	16	3	-	7

El Artículo 68 inciso b) del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que para las solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red los Distribuidores tienen 3 meses como plazo máximo.

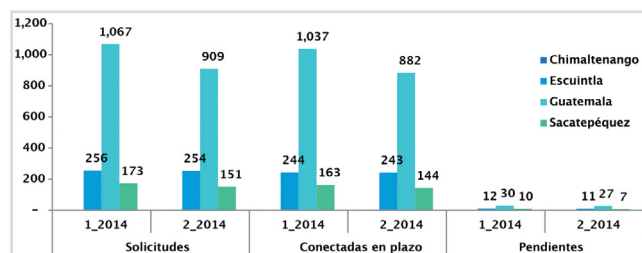
**Gráfica 14.** Conexiones de Servicios Nuevos Con Modificación de Red





Se muestran los resultados del indicador de solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de EEGSA.

**Gráfica 15.** Conexiones de Servicios Nuevos con Modificación de Red por departamento correspondiente a EEGSA



Se muestran los resultados de las solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de DEOCSA.

**Tabla 7.** Conexiones de Servicios Nuevos Con Modificación de Red por departamento correspondiente a DEOCSA

Departamento	Solicitudes		Conectadas en Plazo		Conectadas Fuera de plazo		Pendientes	
	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014
Chimaltenango	322	356	317	257	4	4	1	95
Escuintla	14	35	14	27	-	0	-	8
Huehuetenango	252	449	250	392	-	1	2	56
Quetzaltenango	233	314	228	228	5	5	-	81
Quiché	212	411	205	303	5	1	2	107
Retalhuleu	85	171	85	132	-	0	-	39
San Marcos	206	238	200	175	6	6	-	57
Sololá	130	237	128	177	2	4	-	56
Suchitepéquez	123	298	122	248	-	0	1	50
Totonicapán	107	130	105	89	2	3	-	38

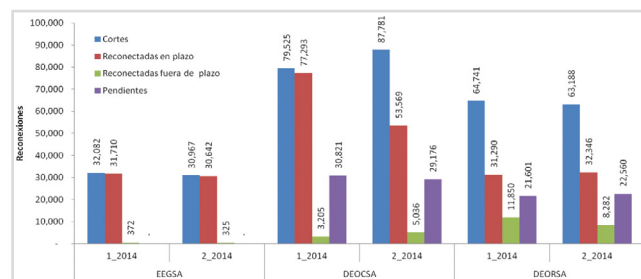
Se exponen los resultados de las solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de DEOCSA.

**Tabla 8.** Conexiones de Servicios Nuevos Con Modificación de Red por departamento correspondiente a DEORSA

Departamento	Solicitudes		Conectadas en Plazo		Conectadas Fuera de plazo		Pendientes	
	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014	1_2014	2_2014
Alta Verapaz	147	214	123	169	3	1	21	44
Baja Verapaz	86	160	71	133	2	-	13	27
Chiquimula	156	92	115	80	1	-	40	12
El Progreso	8	49	6	34	1	-	1	15
Escuintla	11	-	9	-	1	-	1	-
Guatemala	6	3	5	2	-	-	1	1
Izabal	12	71	12	63	-	-	-	8
Jalapa	69	131	56	98	1	-	12	33
Jutiapa	173	243	134	179	1	-	38	64
Petén	572	445	396	303	23	-	153	142
Quiché	12	41	9	34	-	-	3	7
Santa Rosa	285	163	203	124	1	-	81	39
Zacapa	22	12	16	9	-	-	6	3

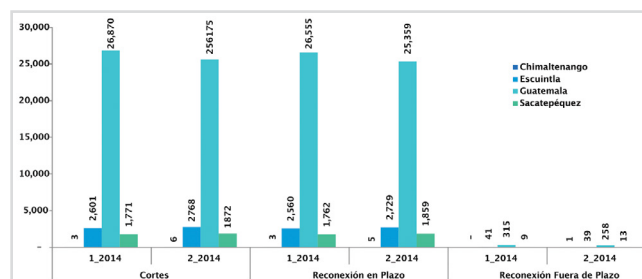
El Artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que para las reconexiones los distribuidores tienen 24 horas como plazo máximo.

**Gráfica 16.** Reconexiones



Se muestran los resultados del indicador de reconexiones aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de EEGSA.

**Gráfica 17.** Reconexiones por Departamentos del Área de Cobertura de EEGSA



Se muestran los datos del indicador de reconexiones aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de DEOCSA.

**Tabla 9.** Reconexiones por Departamentos del Área de Cobertura de DEOCSA

Departamento	Cortes		Reconexiones en Plazo		Reconexiones Fuera Plazo		Pendientes	
	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014
Chimaltenango	4,983	4,552	4,107	4,372	188	180	688	947
Escuintla	7,217	3,542	3,962	3,519	165	23	3,090	1,137
Huehuetenango	9,832	9,185	5,779	8,853	1,075	803	2,978	3,431
Quetzaltenango	9,902	8,843	6,732	8,366	1,366	477	1,804	2,129
Quiché	6,485	5,972	4,859	5,880	219	92	1,407	1,725
Retalhuleu	5,726	4,386	3,804	4,048	272	338	1,650	1,411
Sacatepéquez	2	2	2	2	-	-	-	1
San Marcos	10,019	10,516	4,572	9,817	905	840	4,542	4,561
Sololá	4,299	4,270	3,283	4,201	94	69	922	1,096
Suchitepéquez	11,443	10,298	8,093	10,479	408	180	2,942	3,427
Totonicapán	7,283	6,856	6,130	6,767	109	89	1,044	1,739
Santa Rosa	285	163	203	124	1	-	81	39
Zacapa	22	12	16	9	-	-	6	3

En la tabla se incluyen los datos del indicador de reconexiones aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de DEORSA.

**Tabla 10.** Reconexiones por Departamentos del Área de Cobertura de DEORSA

Departamento	Cortes		Reconexiones en Plazo		Reconexiones Fuera Plazo		Pendientes	
	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014	1 2014	2 2014
Alta Verapaz	8,776	7,534	4,951	5,121	1,335	549	2,490	1,864
Baja Verapaz	3,270	3,143	1,954	1,733	630	683	686	727
Chiquimula	3,826	4,617	2,788	3,120	334	276	704	1,221
El Progreso	1,739	2,699	1,104	1,507	202	170	433	1,022
Escuintla	106	77	35	46	32	5	39	26
Guatemala	308	289	117	120	62	76	129	93
Huehuetenango	5	3	3	2	-	1	2	-
Izabal	7,660	7,106	3,122	2,832	2,705	1,869	1,833	2,405
Jalapa	1,782	2,127	857	1,167	349	308	576	652
Jutiapa	8,328	7,868	5,187	5,134	1,049	593	2,092	2,141
Petén	9,576	9,107	4,448	4,216	2,458	2,080	2,670	2,811
Quiché	1,701	1,152	870	695	303	152	528	305
Santa Rosa	7,655	7,053	3,622	3,976	1,713	826	2,320	2,251
Zacapa	2,572	3,685	1,192	1,595	325	453	1,055	1,637

### 1.3. Calidad del Producto Técnico

La CNEE debe velar por el cumplimiento de las tolerancias de calidad del servicio de energía eléctrica; por lo que periódicamente se evalúa la calidad del producto técnico suministrado por el distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala.

La calidad del producto técnico se relaciona con la calidad de onda de tensión de la energía eléctrica, esta onda no debe presentar perturbaciones o valores que excedan las tolerancias establecidas en la normativa. Tiene una estrecha relación con parámetros que afectan el funcionamiento de los equipos eléctricos de los usuarios, o perturbaciones y efectos que pueden perjudicar el desempeño de las redes de distribución y/o transporte. Al respecto se efectúa el análisis y la verificación del cumplimiento de los índices de calidad, a efecto de incentivar el cumplimiento de tolerancias y la aplicación de indemnizaciones por la transgresión a los mismos.

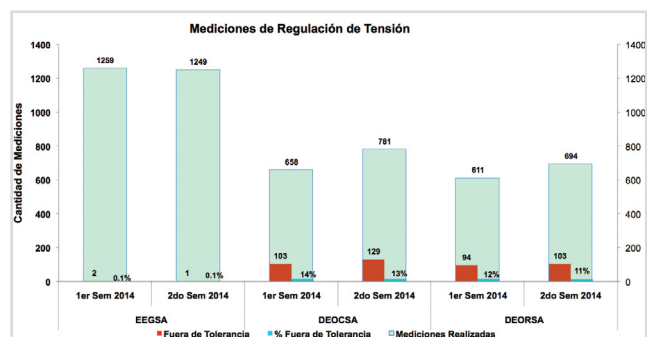
La información contenida en el presente apartado se generó por los distribuidores y se trasladó a la de

acuerdo a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de Distribución (Resolución CNEE-38-2003). Toda la información remitida está sujeta al resultado de los procesos de revisión y auditoría que la CNEE efectúa de acuerdo a sus facultades, puede existir variación en los valores presentados.

### 1.3.1. Regulación de Tensión

La fiscalización del parámetro de regulación de tensión se realiza por medio del sistema de medición y control de la calidad del servicio de energía eléctrica mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas mensualmente entre los usuarios conectados a cada circuito de distribución según el nivel de tensión de los usuarios, estas mediciones son ejecutadas por el distribuidor y la CNEE supervisa mensualmente la ejecución de una muestra de estas mediciones a efecto de garantizar la integridad de la información.

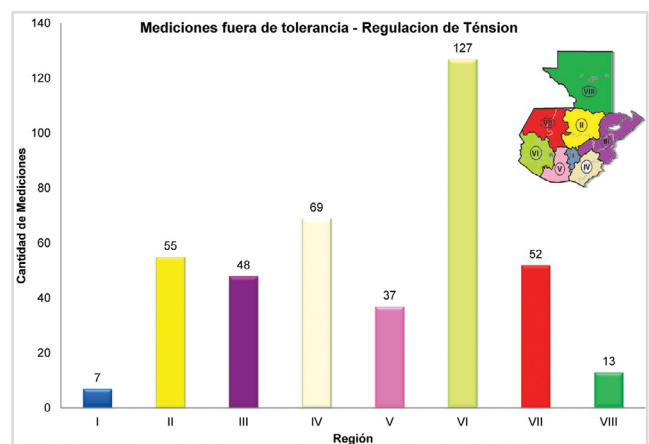
**Gráfica 18.** Mediciones Regulación de Tensión (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)



La gráfica anterior muestra el número de mediciones realizadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en cada uno de los semestres del 2014. Se muestra el número total de mediciones fuera de tolerancia en color rojo, así como el porcentaje que representa en color naranja,

la cantidad de mediciones se calcula en función de los circuitos que poseen los distribuidores. La gráfica denota que EEGSA es el distribuidor que posee un mayor número de circuitos y por ende debe efectuar más mediciones, adicionalmente efectúa las mediciones para los puntos obligatorios y adicionales remitidos por la CNEE.

**Gráfica 19.** Mediciones Fuera de Tolerancia - Regulación de Tensión



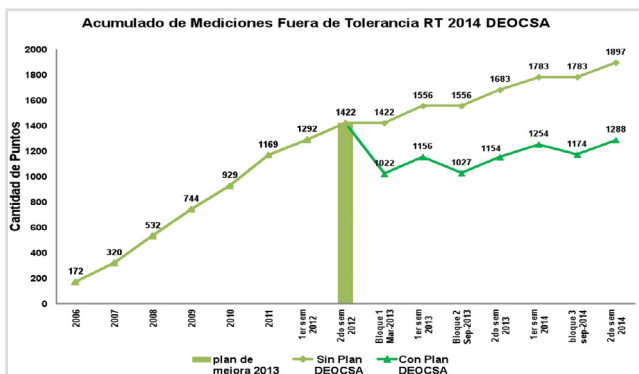
De la información presentada en la gráfica se determina que la región I es la región con menos mediciones fuera de tolerancia, las regiones II, IV y VI son las que registran un mayor número de mediciones fuera de tolerancia.

### 1.3.2. Plan de Mejora de Calidad del Producto Técnico

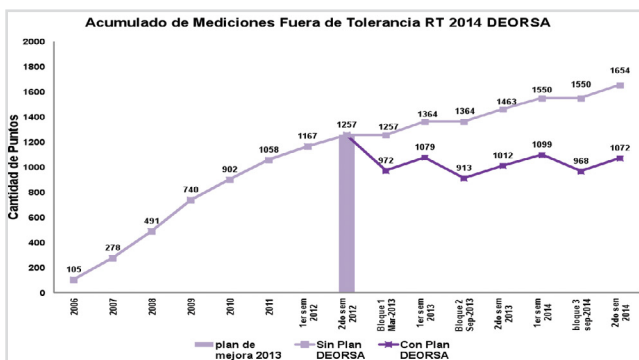
A inicios de 2013 DEOCSA y DEORSA presentaban un número acumulado considerable de mediciones que transgredían la tolerancia al indicador de regulación de tensión, teniendo referencia desde el año 2006, fue por ello que se requirió que presentaran un plan para ejecutar acciones a efecto de corregir los puntos con transgresión a la calidad del producto técnico. Como resultado de este requerimiento, los distribuidores en-

tregaron a la CNEE un plan de mejora que inició en 2013 y se encuentra actualmente en ejecución, el resultado de este plan cambió la tendencia de acumulación de puntos fuera de tolerancia de años anteriores que no eran corregidos.

**Gráfica 20.** Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia DEOCSA - Regulación de Tensión



**Gráfica 21.** Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia DEORSA - Regulación de Tensión



Los puntos que identifican bloques se refieren al envío de pruebas por parte de los distribuidores, de haber efectuado las correcciones en los puntos con regulación de tensión fuera de tolerancia. La evaluación del 1er y 2do Semestre de 2014 dio lugar a incluir nuevas mediciones fuera de tolerancia resultantes del proceso de control establecido en la normativa.

Las mediciones que transgreden tolerancias se ubican en puntos de las redes de distribución de baja tensión, que parten de un mismo centro de transformación (se instalan en el poste de distribución). Debido a que el punto de medición de calidad del producto técnico es el poste donde se ubica la red de baja tensión donde se conecta la acometida del usuario sorteado, todos los usuarios conectados “aguas abajo” de la medición efectuada, también están fuera de tolerancia y los usuarios “aguas arriba” de la medición efectuada es posible que tengan una calidad que transgreda la tolerancia según las NTSD.

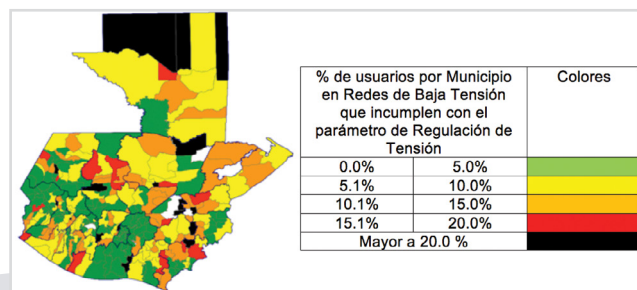
La cuantificación de usuarios en dichas redes con puntos que transgreden la tolerancia se presenta a continuación.

**Tabla 11.** Usuarios donde se transgrede la tolerancia de regulación de tensión.

Distribuidor	Sin Plan de Mejora	Verano
EEGSA	0	0
DEOCSA	81,568	46,717
DEORSA	73,033	37,559
TOTAL	154,601	84,276

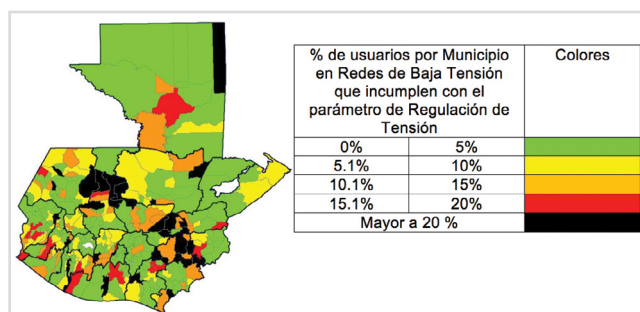
El efecto del plan de mejora se presenta en los siguientes mapas donde se grafica el porcentaje de usuarios identificados en redes que transgreden las tolerancias establecidas.

**Ilustración 1.** Porcentaje de Usuarios por Municipio en Redes de Baja Tensión que incumplen con el parámetro de Regulación de Tensión (Antes del plan de Mejora CPT)



Puede observarse en el mapa el porcentaje de usuarios que se encuentran en las redes de baja tensión donde se han identificado problemas de regulación de tensión desde 2006 a la fecha. Sin considerar los planes de mejora solicitados por la CNEE a los distribuidores.

**Ilustración 2.** Porcentaje de Usuarios por Municipio en Redes de BT que incumplen con parámetro de Regulación de Tensión (Considerado el plan de mejora)



El mapa presenta la acumulación de los usuarios en redes de baja tensión con problemas de regulación de tensión luego de haber efectuado el plan de mejora. Se pueden observar municipios donde el porcentaje de mejora es visible, mediante el cambio de color, en comparación con el mapa anterior.

Posterior a realizar las correcciones, se realiza el proceso de actualización de las indemnizaciones asociadas a los casos fuera de tolerancia. Se debe acreditar las indemnizaciones que correspondan a los usuarios medidos.

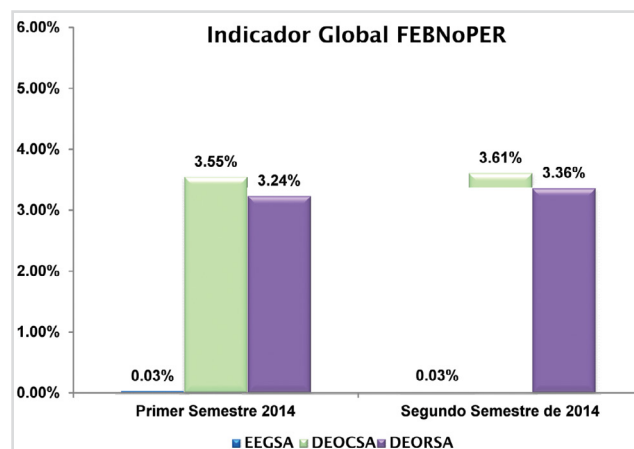
### 1.3.3. Indicadores Globales de Calidad del Producto Técnico

El cálculo de los indicadores globales de calidad del producto técnico se realiza con las formulas establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, la cual contempla el cálculo de los indicadores

FEBB, FEBPER, FEBnoPER, FEBPB y FEECB; sin embargo únicamente establece tolerancia para el FEBnoPER, los demás indicadores son utilizados para cálculos de la indemnización.

Se procedió a efectuar el cálculo del indicador global FEBnoPER con la información de las mediciones remitidas mensualmente por los distribuidores. Se determinaron los siguientes porcentajes del indicador FEBnoPER.

**Gráfica 22.** Indicador Global FEBnoPER



La tolerancia establecida en las NTSD para este indicador es del 5% (línea en color naranja), del cálculo efectuado se puede determinar que EEGSA, DEOCSA y DEORSA no transgredieron la tolerancia para el indicador FEBnoPER en cada uno de los semestres.

La Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas (FEBPB) hace referencia a la banda de desviación que es más frecuente dentro del indicador FEBnoPER, es decir que del porcentaje de registros fuera de tolerancia se hace una clasificación por bandas para determinar la desviación del valor de tensión respecto a la tolerancia.

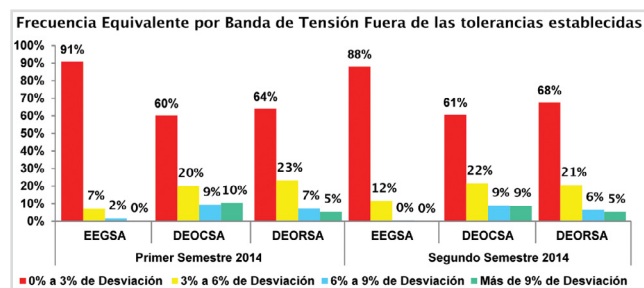
**Tabla 12.** Bandas de desviación Distribuidores

Banda de desviación	Primer Semestre 2014			Segundo Semestre 2014		
	1 2014	1 2014	1 2014	1 2014	1 2014	1 2014
FEBPB_1 0% a 1% de desviación	71%	29%	30%	62%	26%	32%
FEBPB_2 1% a 2% de desviación	14%	20%	20%	17%	20%	21%
FEBPB_3 2% a 3% de desviación	6%	12%	13%	9%	15%	14%
FEBPB_4 3% a 4% de desviación	4%	9%	10%	6%	9%	10%
FEBPB_5 4% a 5% de desviación	3%	6%	8%	3%	7%	6%
FEBPB_6 5% a 6% de desviación	1%	5%	5%	3%	6%	4%
FEBPB_7 6% a 7% de desviación	1%	4%	3%	0%	4%	3%
FEBPB_8 7% a 8% de desviación	0%	3%	2%	0%	3%	2%
FEBPB_9 8% a 9% de desviación	0%	3%	2%	0%	2%	2%
FEBPB_10 9% a 10% de desviación	0%	2%	1%	0%	2%	1%
FEBPB_11 mayor a 10% de desviación	0%	8%	4%	0%	7%	4%
Quiché Quiché	1,701	1,152	870	303	152	528
Santa Rosa Santa Rosa	7,655	7,053	3,622	1,713	826	2,320
Zacapa Zacapa	2,572	3,685	1,192	325	453	1,055

Como se puede observar en la tabla, DEOCSA presenta desviaciones de 7 y 8%, lo que denota una mayor variación en el nivel de tensión.

La gráfica a continuación presenta de forma agrupada y por semestre el porcentaje de registros por banda fuera de tolerancia.

**Gráfica 23.** Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas (FEBPB)



## 1.4. Calidad de Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico se mide en función de las interrupciones del servicio de energía eléctrica brindado por los distribuidores, la normativa establece que se debe evaluar las interrupciones tanto en cantidad como en tiempo acumulado al semestre, que es el periodo de control establecido por la normativa.

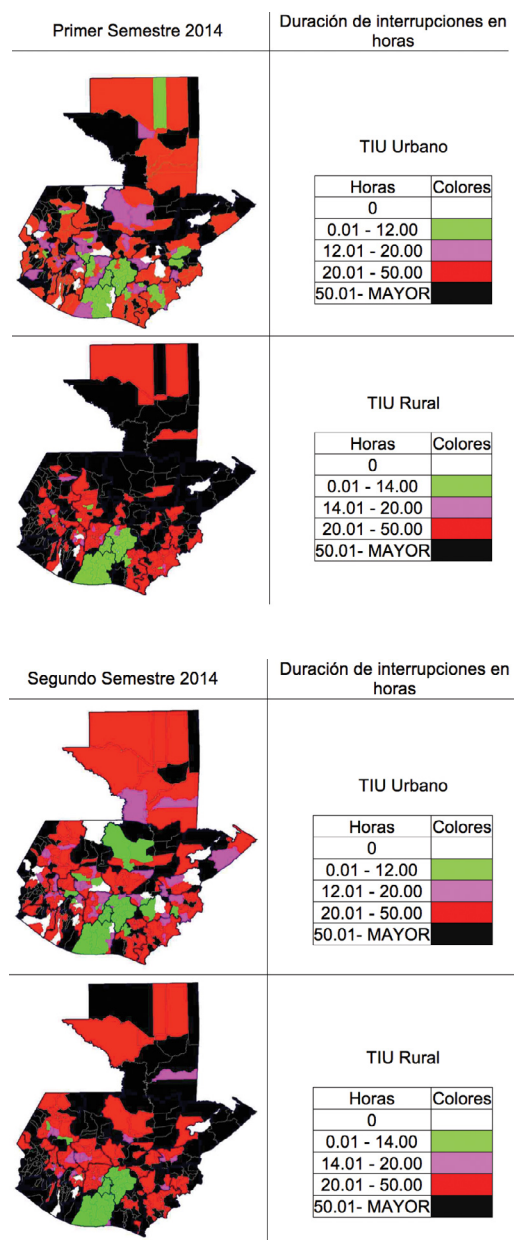
Se dan a conocer los mapas de interrupciones en cantidad y horas acumuladas, la elaboración de dichos mapas considera únicamente las interrupciones correspondientes a los sistemas de distribución, los mismos incluyen las interrupciones invocadas como fuerza mayor.

Para efectos de indemnización no se deben de considerar las interrupciones relacionadas con causas de fuerza mayor, por lo que semestralmente se efectúa la evaluación de los casos que son invocados por los distribuidores.

### 1.4.1. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

Los mapas representan el promedio por municipio del tiempo de interrupciones por usuario, el cual se mide en horas. Se observa que los usuarios clasificados como rurales son los más afectados en cuanto a la duración de las interrupciones. Se observan algunos municipios en blanco lo cual indica que no existen usuarios dentro de las clasificaciones urbano o rural. Para efectos de visualización se consideró que la desagregación por municipio es la más idónea.

**Ilustración 3.** Promedio de Tiempo de Interrupción por Usuario (Horas Fuera de Servicio) - TIU -.

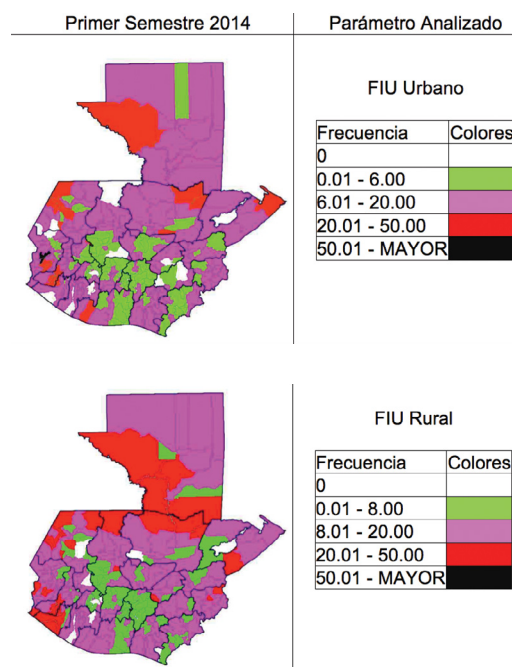


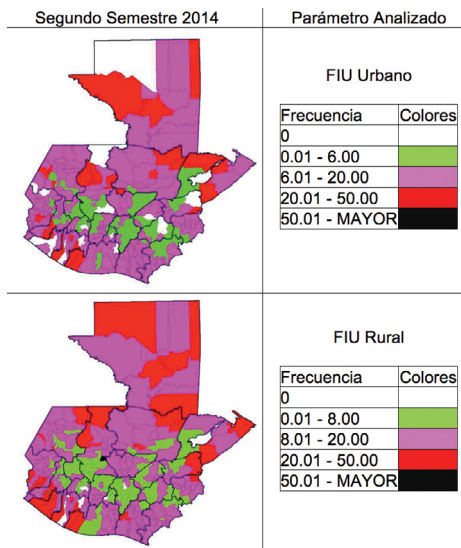
Los municipios en blanco se refieren a la carencia de usuarios en la categoría de urbano o rural, según cada caso.

### 1.4.2. Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

La Frecuencia de interrupción por usuario se refiere a la cantidad de interrupciones que durante un semestre puede tener un usuario. Los mapas presentados reflejan el promedio por municipio de la frecuencia de interrupciones por usuario, mediante estos mapas es posible observar de forma general la calidad del servicio en cada municipio. Las interrupciones presentadas únicamente son las atribuibles a los sistemas de distribución, es decir que no incluyen las interrupciones calificadas como causa de fuerza mayor.

**Ilustración 4.** Promedio de Frecuencia de Interrupción por Usuario (Interrupciones por Usuario) -FIU-. Primer Semestre 2014 Parámetro Analizado



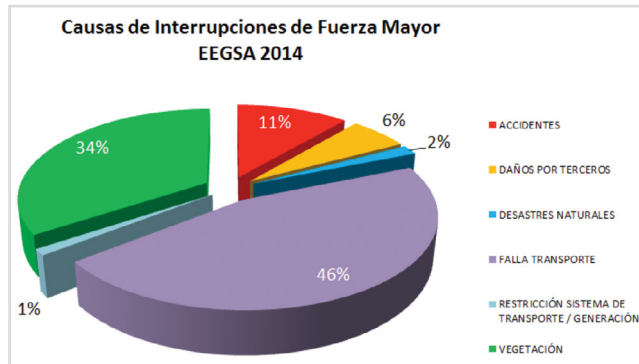


Los municipios en blanco se refieren a la carencia de usuarios en la categoría de urbano o rural, según cada caso.

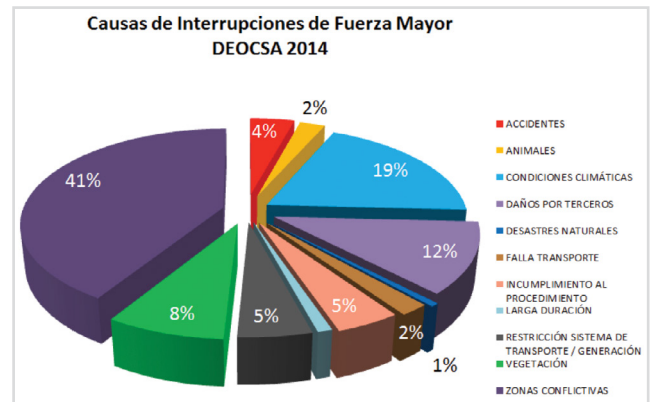
### 1.4.3. Causas de Interrupciones que invocaron Fuerza Mayor

Conforme a lo que establece la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas Técnicas, se realizó la evaluación de interrupciones por causa de fuerza mayor y se logró establecer los porcentajes que rigen las causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

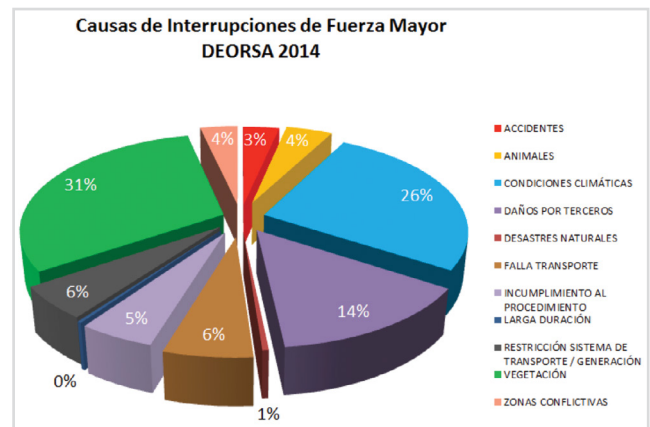
**Gráfica 24.** Causas que provocaron la Fuerza Mayor - EEGSA



**Gráfica 25.** Causas que provocaron la Fuerza Mayor - DEOCSA



**Gráfica 26.** Causas que provocaron la Fuerza Mayor - DEORSA



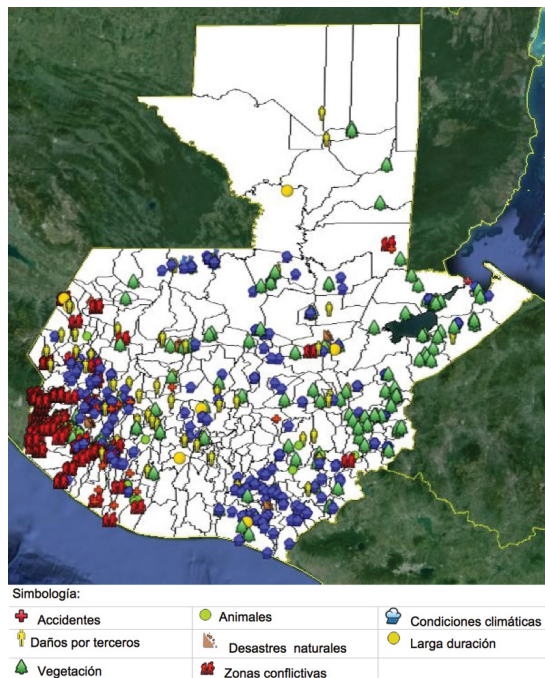
### 1.4.4. Programa de Georreferencia de Interrupciones

A través del Plan Integral 2014, el cual contempla los objetivos de la calidad del servicio técnico en la Resolución CNEE-39-2003, se alcanzó el consenso sobre los aspectos a evaluar y con el fin de velar por la estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico de Guatemala, se da origen al Programa de Georreferencia de Interrupciones, integrado por los ejes principales: ubi-



cación de zonas conflictivas como medida estratégica y la incorporación de planes para fortalecer y garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica.

**Imagen 2.** Ubicación de interrupciones.



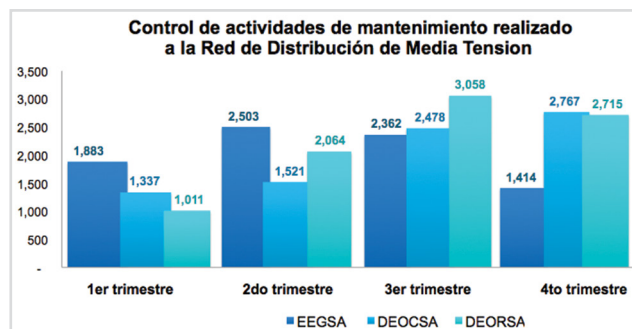
## 1.5. Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución - NTDOID

Las empresas prestadoras del servicio de distribución final deben cumplir con lo estipulado en la normativa vigente, tanto en lo relacionado con los parámetros de calidad de servicio, como en lo estipulado en la Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID-, la cual está contenida en la Resolución CNEE-47-99.

Las NTDOID abarcan aspectos relacionados con el diseño de instalaciones y establece obligaciones en cuanto a la operación, mantenimiento, etc., aplicable a líneas de distribución, subestaciones y aparamenta eléctrica.

La CNEE desarrolló procedimientos para velar por el cumplimiento de las NTDOID, requiriendo información relacionada con los mantenimientos efectuados en las instalaciones de distribución y realiza actividades de fiscalización muestral a efecto de establecer indicadores que permitan determinar el estado de las redes de distribución y su relación con la calidad del servicio prestada.

**Gráfica 27.** Actividades de mantenimiento en líneas de Media Tensión.



\*La información de EEGSA se encuentra actualizada hasta el mes de noviembre.

La gráfica anterior representa la cantidad de actividades de mantenimiento al equipo eléctrico instalado en líneas de distribución de media tensión reportadas. Dentro de las actividades reportadas se puede encontrar: aplomado de postes, anclajes, cambio de aisladores, cambio de fusible, cambio de pararrayos, mejora de tierras, entre otras.

### 1.5.1. Monitoreo de Mantenimientos de Distribución

Se realizó la fiscalización de forma integral al cumplimiento en las redes de distribución al marco regulato-

rio vigente relacionado con la normativa NTDOID, se incluye en la fiscalización las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de red de los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA. Se muestran los resultados de la verificación del cumplimiento del artículo 34.3 de la normativa NTDOID para EEGSA, DEOCSA y DEORSA, que requiere la existencia de los planes de mantenimiento de los distribuidores en todas sus redes. La información analizada cuyos resultados se presentan en esta sección proviene de datos remitidos por los distribuidores a la CNEE por vía electrónica. Se presenta un resumen de actividades incluidas dentro de dichos planes.

**Tabla 13.** Actividades de mantenimiento a líneas de Media Tensión.

Agente	Mantenimiento de líneas						Tipo de mantenimiento (%)		
	Tipo de mantenimiento	Poda		Inspección		Actividades diversas de mantenimiento unidad	Total de circuitos con actividad	Preventivo	Correctivo
		Tramos	km	tramos	km				
EEGSA	Preventivo	10,017	-	-	-	903	168 de 172	11%	89%
	Correctivo	-	-	111	-	7,253			
DEOCSA	Preventivo	-	-	-	573	552	129 de 133	7%	93%
	Correctivo	-	764	-	-	7,551			
DEORSA	Preventivo	-	-	-	658	823	112 de 117	9%	91%
	Correctivo	-	560	-	-	8,025			

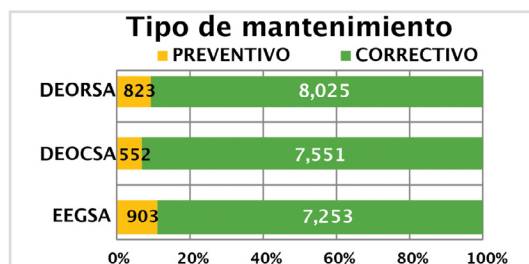
Con relación al mantenimiento de poda y tala de arbolado y la inspección de línea correspondiente a EEGSA la información se presenta en apartados separados ya que la información reportada se encuentra en unidades diferentes debido a la metodología de trabajo que ésta maneja. Actualmente se está realizando una serie de reuniones de trabajo con los tres distribuidores mayoritarios con el objetivo de estandarizar la infor-

mación remitida y desarrollar los perfiles generales de mantenimiento.

### 1.5.2. Planes de mantenimiento anual de Distribución

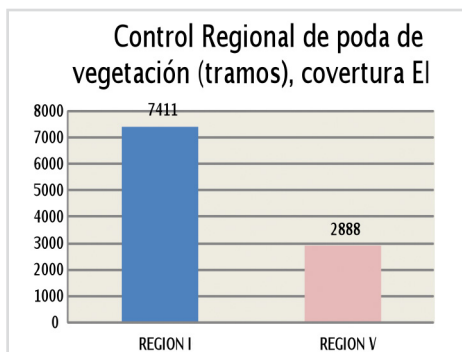
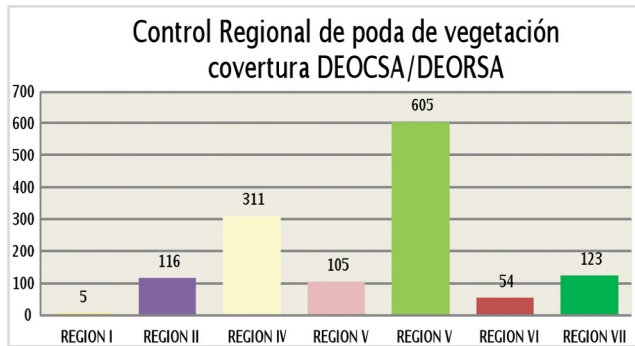
Se presenta el resumen de información de mantenimiento reportado por EEGSA, DEOCSA y DEORSA, en cumplimiento al artículo anteriormente indicado. Se observa en esta tabla datos de mantenimientos realizados durante el año, los cuales se han desglosado en mantenimientos preventivos y correctivos. Así mismo se han catalogado los datos en tres rubros, como lo son: poda y tala de arbolado, inspección de línea, y actividades de mantenimiento (equipos de línea como postes, fusibles, aisladores, retenidas, tierras, hilos de guarda, etc.).

**Gráfica 28.** Tipo de mantenimiento realizado en las instalaciones de red de Media Tensión



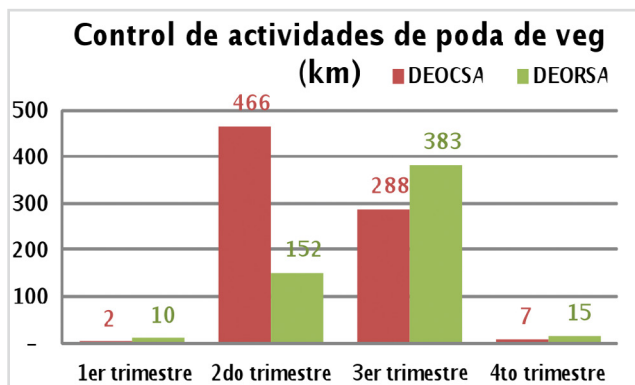
La gráfica anterior presenta información en cuanto al peso del tipo de mantenimiento que las realizaron DEOCSA, DEORSA Y EEGSA a sus redes de distribución de media tensión, se puede observar que el mantenimiento correctivo realizado por DEORSA representa el 91%, para DEOCSA el 93% y para EEGSA el 89% del total de actividades reportadas.

**Gráfica 29.** Control de poda y tala de arbolado por región.

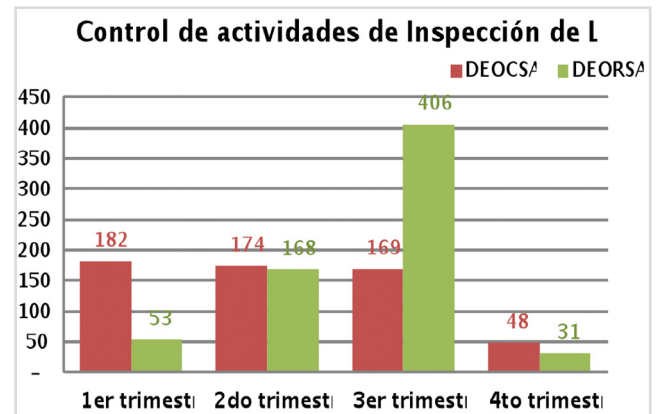


Se observa, según la información reportada, la distribución anual de la poda y tala de arbolado realizada por los distribuidores. En DEOCSA y DEORSA existe una mayor actividad durante los meses previos y durante el invierno y en EEGSA se observa una constancia durante el año en la realización de dicha actividad.

**Gráfica 30.** Control trimestral de poda y tala de arbolado

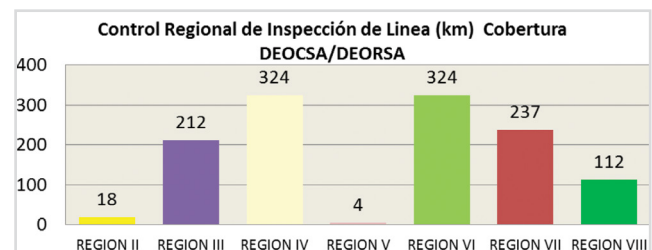


**Gráfica 31.** Actividades de inspección de línea por trimestre



La gráfica muestra los kilómetros reportados con relación a la actividad de inspección de línea media tensión por parte de DEOCSA realizó 764 km de inspección de línea y DEORSA inspeccionó 560 km. EEGSA por su parte desglosa su actividad de inspección de línea en diferentes actividades de inspección de equipo.

**Gráfica 32.** Control de inspección de líneas de Media Tensión por región.



En la gráfica anterior se aprecia la inspección de líneas de media tensión efectuada por región, reportada por DEOCSA y DEORSA. Las regiones sur-oriente (IV) y sur-occidente (VI) son las regiones en las que más inspección de línea se realizó.

**Tabla 14.** Actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA

Tipo de mantenimiento	Actividad	Ejecución DEOCSA	Ejecución DEORSA	Unidad
Preventivo	Inspección de línea	573	658	km
	Anclajes	333	459	Unidades
	Aplomado de postes	270	321	Unidades
	Cambio de cruceros	291	236	Unidades
	Cambio de cortacircuitos	324	196	Unidades
	Limpieza de conductores	320	105	km
	Medición de tierras	381	348	Unidades
	Mejora de tierras	746	540	Unidades
	Reconductorado	-	-	km
	Protección de postes	-	-	Unidades
	Retranqueos	108	84	Unidades
	Poda de vegetación	764	557	km
	Limpieza subestación	-	-	Unidades
	Cambio de centros transformación	740	741	Unidades
	Revisión de centros transformación y suministros	194	76	Unidades
	Correctivo	Cambio de fase de centros de transformación	-	-
Mantenimiento Preventivo SE		-	-	Unidades
Limpieza de aisladores		-	44	Unidades
Traccionar conductor		-	-	km
Cambio de Bushing Media Tensión		-	-	Unidades
Cambio de Fusible		354	581	Unidades
Reparación de línea rota		-	-	Unidades
Cambio de Retenidas		286	156	Unidades
Cambio de conductor por deterioro.		24	32	Unidades
Substituir capacitor		-	-	Unidades
Substituir regulador		-	-	Unidades
Maniobras de reposición del servicio		-	-	Unidades
Retensado de retenidas		192	313	Unidades
Cambio de Bushing Baja Tensión		-	-	Unidades
Cambio de Bajadas de centro de transformación		-	-	Unidades
Rep. Acometida		442	1,954	Unidades
Mantenimiento acometida por falso contacto	-	-	Unidades	
Sustituir aceite del transformador	-	-	Unidades	
Cambio puente auxiliar	-	-	Unidades	
Preventivo y correctivo	Cambio de aisladores	2,175	1,732	Unidades
	Cambio de postes	601	800	Unidades
	Cambio de pararrayos	73	47	Unidades
	Cambio de Conectores	222	93	Unidades

La tabla anterior muestra el desglose de actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA mediante los procesos definidos para tal fin.

**Tabla 15.** Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA

Tipo de mantenimiento	Actividad de mantenimiento Media Tensión	Ejecución EEGSA (unidades)
Preventivo	Cambio de batería de control	13
	Cambio de gabinete de control	2
	Cambio de Recluser	1
	Cambio de seccionador	1
	Instalación de Aisladores	1
	Instalación de alarmas	1
	Instalación de cortacircuitos y portafusibles	7
	Instalación de Gabinete	2
	Instalación de transformador	113
	Reparación de aislador	204
	Reparación de cortacircuitos	554
	Reparación de fusible	154
	Reparación de pararrayos	159
	Reparación de poste	6
	Reparación de reconector	3
	Reparación de seccionador	1
	Reparación de seccionalizador	4
	Reparación de transformador	2,105
	Reposición de cable de control	1
	Reubicación de seccionador	1
	Instalación de conductor	24
	Reparación de conductor	2,071
	Inspección de fusible	1
	Inspección de pararrayos	1
	Inspección de Recluser	8
	Inspección de transformador	630
Inspección de aislador	2	
Inspección de línea	105	
Inspección de poste	544	
Correctivo	Aplomado de poste	16
	Cambio de soporte secundario	70
	Cambio de soporte y/o aislador	56
	Poda de vegetación	10,017
	Ajuste Cable de Control	3
	Cambio de banco de capacitores	7
	Cambio de conector	3
	Cambio de crucero	128
	Cambio de extensión primaria	12
	Cambio de herrajes	1
	Cambio de Puesta a tierra	2
	Instalación de ancla	36
	Instalación de cortacircuito o seccionador	10
	Instalación de medidor de voltaje	1
	Instalación de poste	1
	Instalación de puentes	2
	Instalación de puesta a tierra	1
	Mantenimiento de reconector de línea	4
	Reparación de tirante aéreo	56
Termografía a reconector	3	

Tipo de mantenimiento	Actividad de mantenimiento Media Tensión	Ejecución EEGSA (unidades)
Preventivo y correctivo	Ajuste de parámetros al Reconector de línea	15
	Cambio de cortacircuitos	83
	Cambio de fusible	40
	Cambio de pararrayos	85
	Cambio de reconector de línea	19
	Cambio de transformador	973
	Instalación de pararrayos	44
	Mantenimiento de seccionador	90
	Cambio de aislador	98
	Cambio de conductor	264
	Cambio de poste	623

**Tabla 16.** Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en líneas de baja tensión.

Tipo de mantenimiento	Actividad de mantenimiento Baja Tensión	Ejecución EEGSA
Preventivo y correctivo	Aplomado de poste	1
	Cambio de acometida	165
	Cambio de aislador	61
	Cambio de conductor	277
	Cambio de contador	107
	Cambio de poste	242
	Cambio de soporte secundario	51
	Cambio de soporte y/o aislador	1
	Inspección de acometida	240
	Inspección de aislador	1
	Inspección de contador	771
	Inspección de línea	6
	Inspección de poste	316
	Instalación de acometida	8
	Instalación de conductor	29
	Instalación de contador	2
	Reparación de acometida	9,579
Reparación de conductor	1,939	
Reparación de contador	96	

La ejecución actual de las actividades de operación y mantenimiento se refleja en forma directa en los indicadores de calidad de servicio establecidos en la normativa técnica correspondiente. La CNEE realiza acciones a efecto de incentivar la realización de mantenimientos en red que signifiquen una mejora en la calidad de servicio prestado.

### 1.5.3. Análisis del Estado de las Redes de Distribución

Con el propósito de estimar el estado de las redes, se efectuó el análisis del estado de las instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA a través de la auditoría a una muestra aleatoria de los tramos de media tensión reportados por las mismas calculando una muestra estadística con un 10% de error. Posteriormente, se efectuó el sorteo de los tramos a auditar y fiscalizadores de la CNEE visitaron dichos tramos durante el transcurso del año, obteniendo resultados acumulados y un resultado final en el mes de diciembre.

Durante la fiscalización a cada tramo, se verificó el cumplimiento a la Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), obteniendo para cada actividad efectuada una evaluación de cumplimiento por tramo de distribución en media tensión.

A Inicios del año 2014, como complemento a la actividad de fiscalización efectuada, se requirió a los distribuidores presentar el plan de adecuación de los incumplimientos encontrados y mejorar los programas de mantenimiento en sus redes de distribución.

**Tabla 17.** Resultado de la fiscalización de tramos.

Agente	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Resultados Acumulados
% Incumplimiento	42%	38%	52%	50%	45%
Incumplimientos	25	19	22	18	84
Tramos Fiscalizados	60	50	42	36	188
Avance de Plan	29%	25%	21%	18%	92%

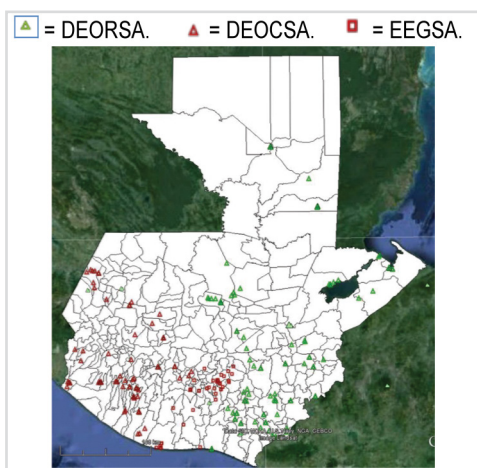
La tabla muestra la cantidad de tramos fiscalizados por trimestre para EEGSA, DEOCSA y DEORSA y la cantidad con hallazgos de incumplimientos. En total se fiscalizaron 188 tramos de media tensión, los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 84, lo cual representa un 45% del total fiscalizado.

**Tabla 18.** Resultados de la auditoría por Distribuidor para determinar el estado de las instalaciones.

Distribuidor	Tramos fiscalizados que presentaron incumplimientos
EEGSA	21%.
DEOCSA	92 %
DEORSA	65 %
Avance de Plan	29%

La CNEE está efectuando las actividades de seguimiento que corresponden para mejorar el cumplimiento normativo de los distribuidores, habiendo requerido un plan de mejora a inicios de 2015 para subsanar los incumplimientos del año anterior y recomendando efectuar mejoras en los planes de mantenimiento de los distribuidores.

**Imagen 3.** Mapa de ubicación geográfica de hallazgos de incumplimientos NTDOID.



El mapa anterior, muestra los hallazgos de incumplimientos a la normativa NTDOID derivado de diversas actividades efectuadas. A continuación, se incluye un detalle de los hallazgos de incumplimientos NTDOID, resultado de las actividades de fiscalización que se llevó a cabo.

**Tabla 19.** Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones.

Departamento	Cantidad de tramos fiscalizados	Cantidad de tramos con incumplimiento	% de Incumplimiento	Hallazgos adicionales
Alta Verapaz	8	4	50.0%	11
Baja Verapaz	3	2	66.7%	1
Chimaltenango	10	1	10.0%	4
Chiquimula	11	4	36.4%	6
El progreso	3	2	66.7%	1
Escuintla	16	5	31.3%	12
Guatemala	51	9	17.6%	26
Huehuetenango	9	8	88.9%	4
Izabal	5	5	100.0%	13
Jalapa	3	3	100.0%	1
Jutiapa	13	8	61.5%	12
Petén	1	1	100.0%	16
Quetzaltenango	6	2	33.3%	2
Quiché	3	1	33.3%	3
Retalhuleu	5	4	80.0%	4
Sacatepéquez	5	2	40.0%	4
San Marcos	5	4	80.0%	4
Santa rosa	12	8	66.7%	10
Sololá	2	1	50.0%	2
Suchitepéquez	11	5	45.5%	13
Totonicapán	1	0	0.0%	1
Zacapa	5	5	100.0%	0
	188	84		

La tabla anterior presenta los resultados por departamento del análisis del cumplimiento a la normativa NTDOID. Puede observarse la cantidad de tramos que presentaron incumplimiento y su relación con los tramos sorteados para cada departamento.

La totalización de hallazgos incluye una la fiscalización muestral y puntos adicionales en la red de procesos paralelos al de fiscalización muestral, que ameritan corrección por parte de los Distribuidores.

**Tabla 20.** Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral

Tipo de Incumplimientos	Hallazgos 2014	Peso de los hallazgos
Acometida en mal estado	1	0.4%
Alambre en lugar de fusible	1	0.4%
Corta Circuito Puenteado	1	0.4%
Fusible en mal estado	1	0.4%
Invasión de vegetación	205	88.7%
Líneas de BT dañada	1	0.4%
Poste inclinado	12	5.2%
Poste inclinado y quebrado	1	0.4%
poste quebrado	1	0.4%
Poste rajado	3	1.3%
Retenida reventada	2	0.9%
Transformador con derrame de aceite	1	0.4%
Transgresión de distancias de seguridad	1	0.4%
<b>Total</b>	<b>231</b>	<b>100%</b>
Retalhuleu	5	4
Sacatepéquez	5	2
San Marcos	5	4
Santa rosa	12	8
Sololá	2	1
Suchitepéquez	11	5
Totonicapán	1	0
Zacapa	5	5
	188	84

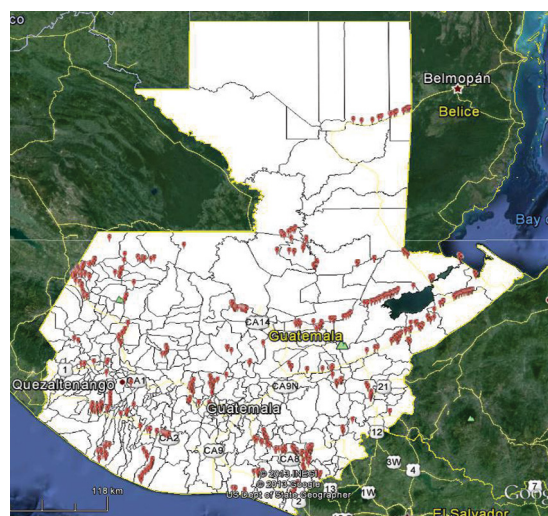
La tabla muestra los diferentes tipos de incumplimientos encontrados durante la fiscalización muestral y los hallazgos adicionales encontrados. Estos hallazgos han sido notificados a los distribuidores para realizar las adecuaciones correspondientes.

### 1.5.4. Seguimiento Plan de Mejora – DEOCSA y DEORSA

En el año 2013, se solicitó a los distribuidores la corrección de 759 incumplimientos a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, el cual fue finalizado en el 1er semestre del 2014. En los gráficos siguientes se presentan las ubicaciones de los incumplimientos y los resultados

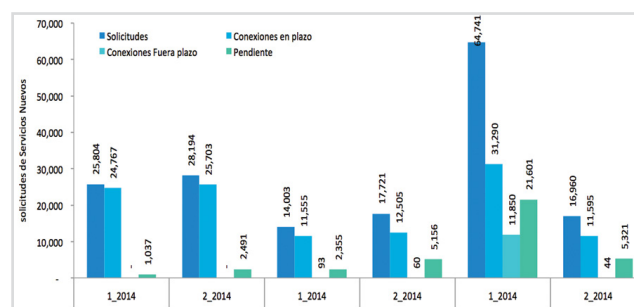
finales del plan.

**Imagen 4.** Mapa de ubicación de los 759 incumplimientos históricos NTDOID (anteriores a 2014).



La imagen presenta en forma geográfica la ubicación de los Hallazgos NTDOID que formaron parte del plan 2014 de DEORSA y DEOCSA.

**Gráfica 33.** Secuencia de la corrección de hallazgos del plan de DEORSA y DEOCSA en cuatro bloques.



El cumplimiento total del plan fue del 100%, la CNEE fiscalizó el 41% de los puntos muestralmente a efecto de confirmar las correcciones requeridas.

## 1.6. Envíos de información Empresas Eléctricas Municipales

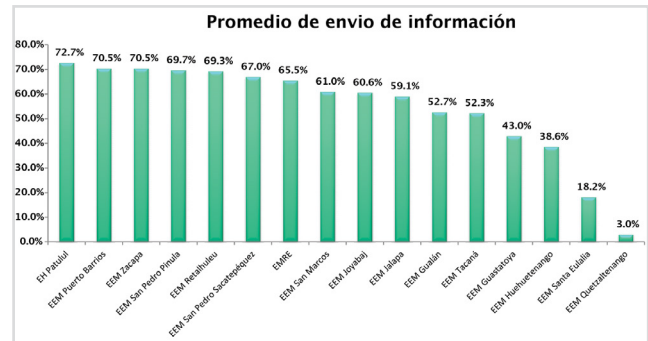
La Resolución CNEE-156-2013 indica que los distribuidores con menos de cincuenta mil usuarios podrán presentar a través de la página de internet [www.cnee.gob.gt](http://www.cnee.gob.gt) la información a la que están obligadas de conformidad con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y sus Metodologías. La información recibida por medio de la página de internet tendrá plena validez y surtirá los efectos legales de acuerdo al cumplimiento de la obligación que corresponda. La modalidad de presentación de la información es opcional para los distribuidores con menos de cincuenta mil usuarios, ya que si no optan a dicha modalidad, podrán seguir presentando la información que corresponda de acuerdo a las NTSD y sus metodologías, en la forma en que se establece en las mismas.

### 1.6.1. Calidad Comercial

Para el control de la calidad del servicio comercial la información se extrae directamente de la base de datos de los sistemas de gestión comercial del distribuidor, conforme lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Para poder determinar la calidad del servicio comercial, los distribuidores deberán contar con un sistema informático auditable, que registre todas las transacciones de gestión comercial con procedimientos confiables y homogéneos que permitan la facilidad de la captura y recopilación de la información.

**Gráfica 34.** Envíos de información Calidad Comercial

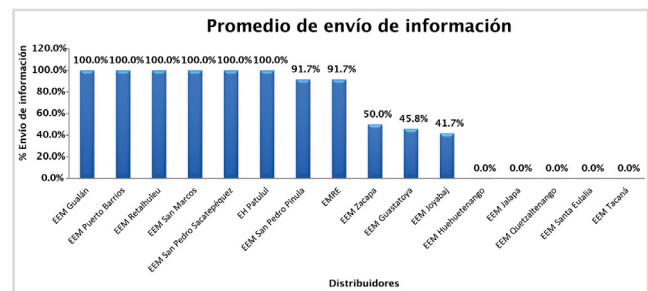


### 1.6.2. Calidad del Producto Técnico

De acuerdo a lo establecido en las NTSD, el control de la calidad del producto técnico en lo referente a la regulación y desbalance de tensión, se realiza a partir de la etapa de régimen mediante la medición en distintos puntos de la red, lo cual permite adquirir y procesar información sobre la regulación de tensión en servicios monofásicos, así como la regulación y el desbalance de tensión en servicios trifásicos, a nivel de suministro.

El distribuidor deberá contar con la cantidad de equipos de medición suficiente para cubrir las obligaciones de las mediciones que establecen las NTSD, las remediciones, atender los reclamos y las posibles contingencias por fallas de los mismos equipos o por dificultades en la recuperación de los equipos instalados.

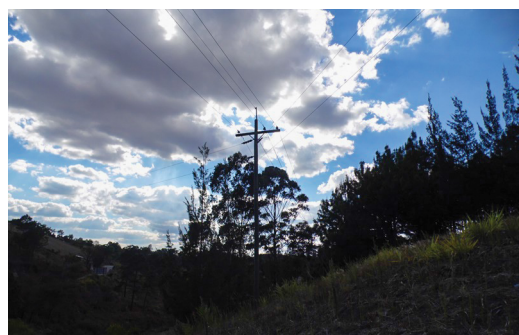
**Gráfica 35.** Envíos de información Producto Técnico





### 1.6.3. Calidad del Servicio Técnico

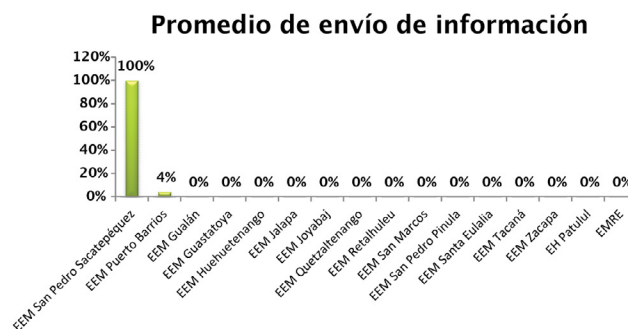
El control de la continuidad del servicio se realiza conforme a lo establecido en las NTSD, por medio de sistemas informáticos en donde se registren y gestionen las interrupciones del servicio, relacionadas con las instalaciones y los usuarios afectados, a partir de lo cual se determinan los indicadores individuales y/o globales de interrupciones para los usuarios. Si se excedieran los mismos respecto de los límites fijados en las NTSD, el distribuidor reconocerá al usuario una indemnización proporcional a la energía no suministrada, determinada de acuerdo a los criterios indicados en las citadas normas y en la presente metodología.



Para poder determinar los indicadores se debe organizar en bases de datos la información de la interrupción, hora de inicio y fin de la misma, de los usuarios y equipos afectados, incluyendo su relación y ubicación con la red de distribución, así como de los equipos operados para normalizar el servicio.



Gráfica 36. Envíos de información Servicio Técnico





# **Calidad del servicio de transporte**





## 2. CALIDAD del servicio de transporte

### 2.1. Información del Servicio de Transporte

El Artículo 56 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece la obligación de emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones. La Resolución CNEE-37-2003, Metodología para el control de la calidad del Servicio Técnico de las NTCSTS tiene por objeto viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las normas.

#### 2.1.1. Datos estadísticos

Se muestra la información reportada por los transportistas dentro de los procesos establecidos en la normativa de calidad de servicio. Los datos se encuentran sujetos a las acciones de verificación o fiscalización que realiza la CNEE de acuerdo a sus facultades. La información remitida por los agentes fue complementada con solicitudes, validación de cálculo y otras acciones efectuadas por la Comisión.

En 2014 inició operaciones y envió de información regulatoria, el agente "Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (TRECSA)".

**Tabla 21.** Líneas de transmisión

Transportista	Tensión	Longitud de líneas en Km
ETCEE	69	2,116.53
	138	399.07
	230	833.43
	400	71.15
TRELEC	69	564.28
	230	61.00
RECSA	69	31.48
DUKE	230	32.00
TREO	230	131.80
TRANSNOVA	230	32.00
EPR	230	361.47
TRECSA	69	4.72
	230	483.99
		5,122.92

ETCEE representaba el 66.8% del total de kilómetros de líneas de transporte del SNI, su sistema de transporte es el que posee mayor cobertura en la República de Guatemala.

TRELEC representa el 12.2% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI, su sistema de transporte abastece la región metropolitana y la región central en la República de Guatemala.

EPR tiene el 7.1% de las líneas de transporte. TREO representa el 2.6% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI, su sistema de transporte cuenta con una sola línea de transmisión la cual suministra energía en la región V.

RECSA representa el 0.6% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI, su sistema de transporte cuenta únicamente con tres líneas de transmisión las cuales suministran energía en las regiones III y V.

DUKE y Transnova tienen cada uno 0.6% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI.

**Tabla 22.** Transformadores

Propietario	Cantidad de Transformadores	Capacidad de Transporte Máxima en MVA	Tensión Primaria en kV
DUKE	1	2	13.8
	5	765	230
EPR	0	-	0
ETCEE	1	1.5	34.5
	62	1009.5	69
	14	613	138
	16	2405	230
	1	225	400
RECSA	7	89	69
TRANSNOVA	0	-	0
TRELEC	49	914.5	67.7
	4	70	69.3
	4	70	66
	2	28	69
TREO	0	-	0
TRECSA	1	150	230
Total	167	6342.5	

El transformador es un dispositivo eléctrico que convierte la energía eléctrica alterna con un nivel de tensión, en energía eléctrica de otro nivel de tensión por medio de la acción de un campo magnético. Está constituido por dos o más bobinas de alambre eléctricamente aisladas entre sí y enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético que se establece en el núcleo.

**Tabla 23.** Equipo de compensación

Propietario	Cantidad de bancos de Compensación	Tensión	Cantidad MVAR
DUKE	0	0	0
ETCEE	50	13.8	122.98
	27	34.5	40.41
	19	69	180.3
	1	400	50
RECSA	0	0	0
TRANSNOVA	0	0	0
TREO	0	0	0
TRELEC	0	0	0
EPR	1	13.8	22.5
Total			416.19

Los equipos de compensación constituyen una reserva de energía reactiva del sistema. El crecimiento se debe planificar con una visión a largo plazo que incluya la expansión de los sistemas de transmisión y generación para que se pueda definir si es necesario realizar la compensación o bien los sistemas planificados corregirán el déficit de energía reactiva en cuestión.

## 2.2. Calidad del Producto Técnico

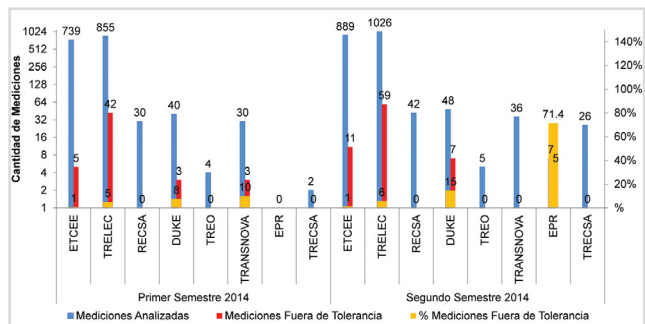
La Calidad del Producto Técnico está asociada a la calidad de las ondas de tensión y corriente, las cuales deben mantenerse entre los rangos de tolerancia permitida en la normativa, así como no presentar perturbaciones que excedan las tolerancias vigentes. Los transportistas deben prestar a los participantes conectados a su sistema de transporte un servicio de calidad según lo establecen las Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS- y los participantes conectados al Sistema de transporte deben cumplir con sus obligaciones en cuanto a la carga que conectan a dicho sistema, el control de la calidad del producto técnico se encuentra establecido en dichas normas en las cuales se definen los parámetros e índices de referencia, las

mismas son de aplicación obligatoria para toda empresa que presta el servicio de transporte de energía eléctrica y todos los participantes que hacen uso de dichos sistemas. Los datos y gráficas del presente apartado fueron realizados con base en la información que los transportistas y el AMM remiten mensualmente, quedando sujetos a actualizaciones según los procesos de validación y auditorías que realice la CNEE.

### 2.2.1. Parámetro de Regulación de Tensión

El parámetro de regulación de tensión indica la desviación porcentual del valor de tensión medido en un instante  $k$  respecto al valor nominal, el índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del transportista con los participantes, se determina como el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces de tensión y el valor de la tensión nominal, medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal, el periodo de las mediciones para el parámetro de regulación de tensión es mensual, el intervalo de medición es cada 15 minutos, las mediciones se efectúan en cada uno de los puntos de conexión del sistema de transporte con los participantes.

**Gráfica 37.** Puntos Fuera de tolerancia - Regulación de Tensión



En el gráfico anterior, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del 2014, para graficar la cantidad de mediciones se utilizó una escala logarítmica con el objetivo de poder observar los datos de los transportistas que efectúan un menor número de mediciones. Se observa que ETCEE y TRELEC tiene una tendencia casi constante en cuanto al porcentaje de mediciones fuera de tolerancia.

TRELEC, realiza mediciones de regulación de tensión en todos los circuitos o salidas de media tensión conectado a sus instalaciones; por el contrario ETCEE, RECSA y DUKE miden únicamente en los puntos de conexión de sus instalaciones con otros participantes (distribuidores, generadores y grandes usuarios), lo cual significa en el caso de ETCEE, que remite información agrupada de circuitos de distribución conectados a sus instalaciones, disminuyendo la cantidad de puntos a medir.

### 2.2.2. Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto

La incidencia de los participantes en la calidad del producto técnico se realiza mediante mediciones las cuales se llevan a cabo en los puntos que los transportistas consideren necesarios, esto con el objetivo de identificar a los participantes que afecten la calidad del servicio en el sistema de transporte. Las mediciones se evalúan para identificar transgresiones a las tolerancias por parte de los participantes a efecto de limitar su incidencia en la calidad del servicio del sistema de transporte.

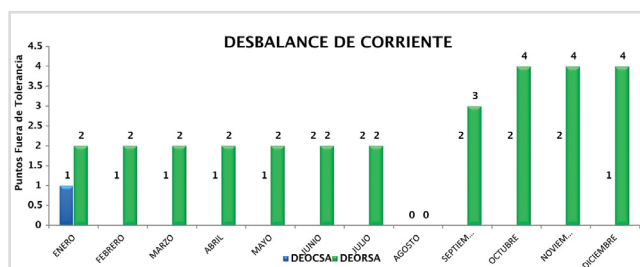
#### 2.2.2.1. Desbalance de Corriente

La transgresión al indicador de desbalance de corriente, se determina sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega (transportista-participante).

Actualmente la normativa vigente establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición; el intervalo establecido para el indicador de desbalance de corriente es de 15 minutos. Por otro lado, se considera que un participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica cuando en un lapso mayor al cinco por ciento (5%) del correspondiente al período de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente excedió el rango de tolerancia establecida.

Las normas de calidad establecen que el control del desbalance de corriente será efectuado por el transportista en los puntos de entrega que considere necesarios. Durante el 2014 RECSA reportó puntos de medición fuera de tolerancia relacionados con DEOCSA y DEORSA. Las empresas transportistas TRELEC y ETCEE no reportan mediciones fuera de tolerancia del parámetro desbalance de corriente de los circuitos de los distribuidores y empresas eléctricas municipales conectadas a sus instalaciones.

**Gráfica 38.** Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia Reportados por RECSA.



### 2.2.2.2. Factor de Potencia

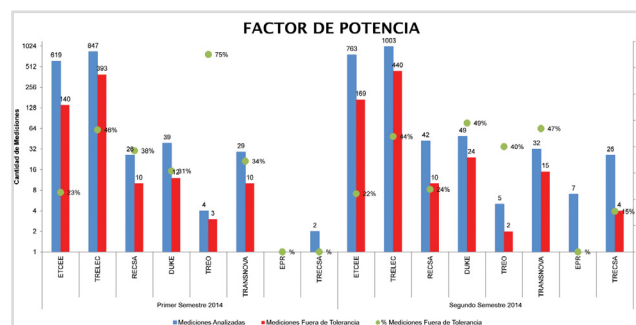
La normativa contempla que los distribuidores y grandes usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de

potencia inductivo a toda hora de 0.90 a superior, adicionalmente para los generadores establece que estos deberán contar con equipos necesarios que permitan el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación.

El objetivo de establecer estos controles es limitar la incidencia de los participantes en la calidad del producto técnico del sistema de transporte.

El AMM efectuó el análisis mensual de las mediciones efectuadas por cada uno de los transportistas que reporta a la CNEE las mediciones que no cumplieran con la tolerancia establecida para el parámetro de Factor de potencia.

**Gráfica 39.** Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia Factor de Potencia – Escala logarítmica



La gráfica muestra el porcentaje de mediciones que como mínimo registraron al menos una vez dentro del período de control mensual, la transgresión a la tolerancia de 0.90 por factor de potencia en las cargas conectadas al sistema de transporte.

## 2.3. Calidad del Servicio Técnico

La calidad de transporte se mide en función de la disponibilidad de los equipos que conforman un sistema de transporte. La normativa establece límites para la cantidad y duración de indisponibilidades, el control de la calidad de servicio técnico de transporte es efectuado en períodos anuales continuos en lo referente al número de salidas o indisponibilidad forzada y duración total de la indisponibilidad forzada, para el caso de indisponibilidades programadas y los demás indicadores el período de control será mensual.

Dentro de la evaluación de calidad del servicio técnico de transporte se realiza la calificación de los casos que los transportistas invoquen como causas de fuerza mayor para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la calidad de servicio técnico para indisponibilidades forzadas.

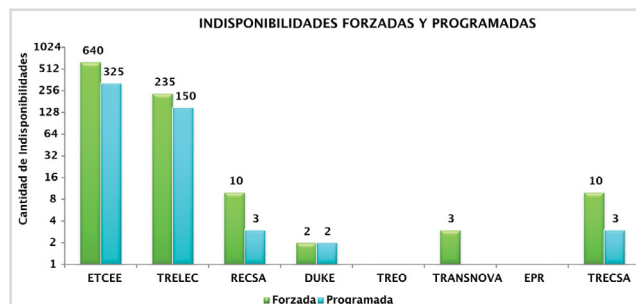
La calidad del servicio técnico de transporte se determina con base al número de indisponibilidades y la duración de las mismas, los transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transmisión de forma mensual de acuerdo a lo establecido en las NTCSTS, con la finalidad de establecer si la calidad del servicio técnico se encuentran dentro de las tolerancias establecidas para los índices de calidad. Las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transmisión depende de la categoría y nivel de tensión.

La resolución de los montos por transgresión a las tolerancias para indicadores de servicio técnico de transmisión, está sujeta a la resolución de los recursos interpuestos por algunos agentes a la Resolución CNEE-222-2011, la cual establece los coeficientes de sanciones a aplicar por transgresión a las tolerancias de calidad de servicio.

Los datos y gráficas del presente apartado fueron elaborados con base en la información que el AMM y los transportistas remiten mensualmente, los mismos

pueden variar según los resultados de las acciones de revisión y auditoría.

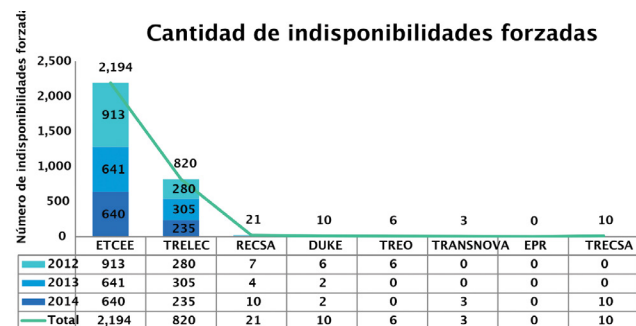
**Gráfica 40.** Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión 2014



La gráfica muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en el sistema de transporte, y considera únicamente indisponibilidades superiores a 10 minutos, ya que solo éstas indisponibilidades son objeto de sanción como lo establece el marco regulatorio vigente.

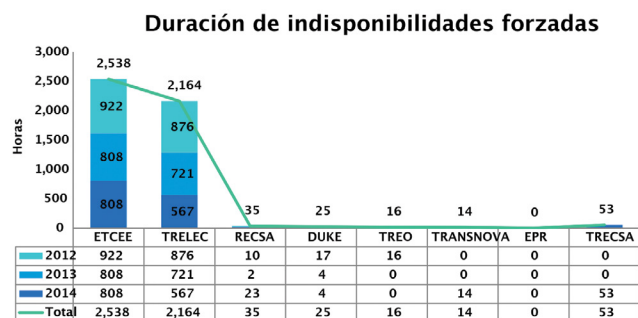
En los gráficos 41 y 42 se representa la cantidad de interrupciones de energía eléctrica en el sistema de transporte de energía eléctrica desde el año 2012 al año 2014, en las mismas se puede apreciar la mejora de la calidad del servicio de transporte.

**Gráfica 41.** Histórico de Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión





**Gráfica 42.** Histórico de Duración de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión

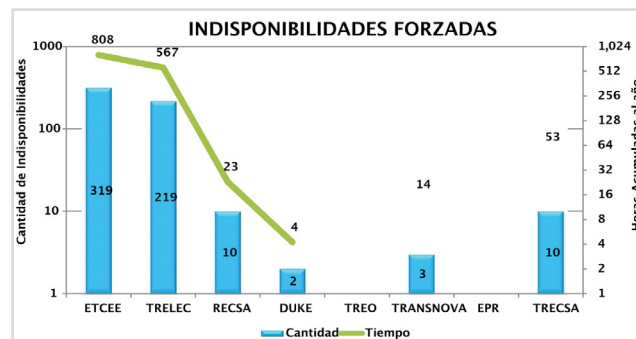


### 2.3.1. Indisponibilidades Forzadas de Líneas de Transmisión

Todo equipamiento asociado al STEE que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de indisponibilidad programada, será considerado en condición de indisponibilidad forzada.

Se efectuó el monitoreo de las indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión, se reportó un total de 563 indisponibilidades forzadas de líneas en el sistema de transporte; para fines de este informe se consideran únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos, tal y como lo establece la normativa vigente, dentro de la estadística no se discrimina las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor, se observa que ETCEE cuenta con el mayor número de indisponibilidades lo anterior está relacionado con la cantidad de kilómetros de líneas que posee ETCEE.

**Gráfica 43.** Indisponibilidades Forzadas de Líneas de Transmisión.



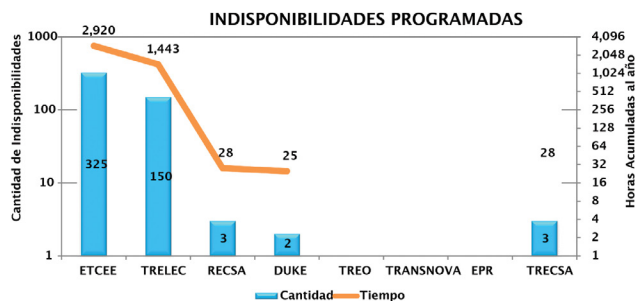
Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión (NTIFL) reportadas por los transportistas. La gráfica de línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas (DTIFL).

### 2.3.2. Indisponibilidades Programadas de Líneas de Transmisión

Cuando una línea asociada al sistema de transporte de energía eléctrica se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados, se considera que se encuentra en condición de indisponibilidad programada, considerando que para el caso en particular de las indisponibilidades programadas los transportistas deben realizar los procedimientos establecidos en el marco regulatorio para que la indisponibilidad de la línea se considere como indisponibilidad programada.

Las indisponibilidades programadas están relacionadas a los trabajos de mantenimiento realizados por los transportistas a las instalaciones que forman parte de su sistema de transmisión, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad de servicio técnico del sistema de transporte.

**Gráfica 44.** Indisponibilidades Programadas por transportista

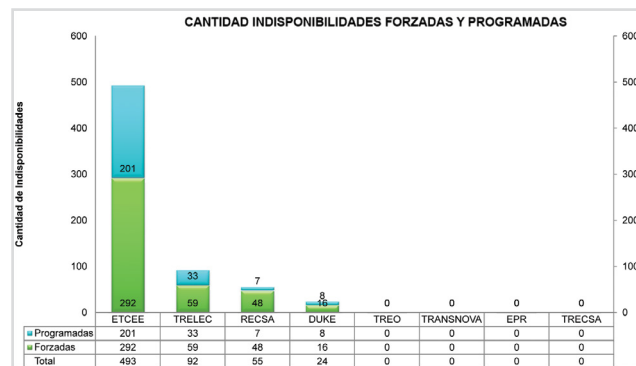


Los resultados presentados previamente muestran que los agentes transportistas han efectuado acciones de mantenimiento en sus instalaciones. La gráfica de barras muestra la cantidad de indisponibilidades programadas de líneas de transmisión, la gráfica de línea muestra la duración en horas por indisponibilidades programadas (DIP).

### 2.3.3. Indisponibilidades de Transformadores de Potencia

Los transportistas también deben reportar a la CNEE la cantidad de indisponibilidades de los transformadores que componen el sistema de transmisión, así como el tiempo que estos pasaron indisponibles, al igual que en el caso de las líneas se reportan indisponibilidades forzadas y programadas; en este informe únicamente se muestran las indisponibilidades mayores de 10 minutos, tal y como lo establece la normativa vigente.

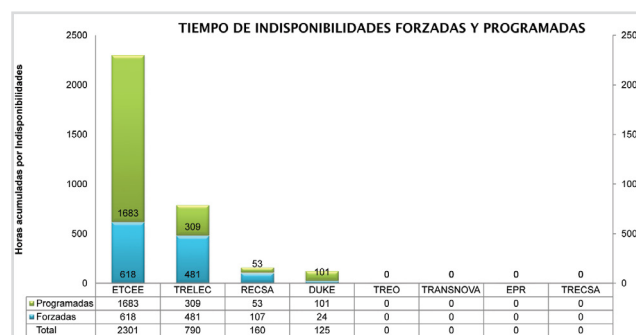
**Gráfica 45.** Cantidad de Indisponibilidades de Transformadores.



La gráfica muestra que la transportista con mayor cantidad de indisponibilidades de transformadores fue ETCEE, esto se debe a que ETCEE tiene una red más grande que los demás transportistas.

Adicional a los datos de cantidad también se lleva un control y registro del tiempo acumulado en horas en que los equipos tienen indisponibilidades forzadas o programadas.

**Gráfica 46.** Duración de Indisponibilidades de Transformadores.



ETCEE fue el transportista que reportó mayor cantidad de horas acumuladas al año de indisponibilidades, es importante señalar que el dato presentado suma todas las horas en que los equipos estuvieron indispo-

nibles, esto no implica que el sistema de transporte estuvo indisponible la cantidad de horas tabuladas, ya que la indisponibilidad de un transformador pudiese implicar la desconexión de otros elementos.

Para evaluar la calidad del servicio se contabiliza la cantidad y duración de las indisponibilidades de cada elemento del sistema de transporte, lo cual resultaría imposible mostrar gráficamente en este informe por lo que únicamente se presentan los datos totales.

## 2.4. Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Transporte

Las personas individuales o jurídicas que tengan relación con diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, deben cumplir con lo estipulado en la normativa vigente, tanto en lo relacionado con los parámetros de calidad de servicio, como en lo estipulado en la Normativa de Diseño y Operación del Sistema de Transporte –NTDOST-, la cual está contenida en la Resolución CNEE-49-99.

La normativa NTDOST posee la particularidad de aplicar conceptos específicos según el nivel de tensión, significa que se aplica de la normativa NTDOID en los casos en que aplique.

La CNEE desarrolló en los últimos años procedimientos para velar por el cumplimiento de las NTDOID y NTDOST por parte de los transportistas, requiriendo información relacionada con los mantenimientos efectuados en sus instalaciones; así como también desarrolla actividades para incentivar el cumplimiento normativo y la confiabilidad del sistema.

### 2.4.1. Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión

Se realizaron actividades para velar por el cumplimiento de la normativa NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos de EPR, TRELEC, TRANSNOVA, RECSA, DEGT, TREO y ETCEE.

Se abarca el control para las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de red, subestaciones y equipo de protección de los diferentes transportistas. La información analizada, cuyos resultados se presentan en esta sección, proviene de datos remitidos por los transportistas a la CNEE por vía electrónica. Se presenta un resumen de actividades incluidas dentro de dichos planes. Se dan a conocer en forma general y resumida los datos de mantenimiento realizado por los transportistas.

**Tabla 24.** Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas.

		ETCEE	EPR	DEGT	TREO	TRANS-NOVA	TRELEC	RECSA	TRECSA
Mantenimiento de líneas	PODA (km)	237	54	1	70	31	-	0.1	2
	Inspección (km)	12,704	395	-	981	35	-	23	84
	Mantenimiento (unidades)	8,971	158	9	118	27	-	30	-
	Medición (unidades)	8,123	247	-	296	-	-	-	-
Mantenimiento subestaciones	Inspección (unidades)	1,706	2,521	284	9,132	-	-	657	394
	Mantenimiento (unidades)	648	14	22	153	7	-	252	-
	Medición (unidades)	1,146	80	65	76	28	-	51	-
Mantenimiento protecciones	Inspección (unidades)	1,835	969	373	1,806	21	-	43	312
	Mantenimiento (unidades)	1,133	1	-	267	26	-	19	19
	Medición (unidades)	653	300	8	360	-	-	31	8

No se presenta la información reportada por TRELEC debido a que ésta se encuentra en análisis.

**Tabla 25.** Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas

	ETCEE	RECSA	DEGT	TRANS-NOVA	EPR	TREO	TRECSA	TRELEC	TRECSA
Actividades indirectas o de bajo nivel en Líneas	619	57	-	-	-	-	-	-	-
Actividades indirectas o de bajo nivel en Subestaciones	53	68	1	8	-	1,644	-	-	-
Actividades indirectas o de bajo nivel en Protecciones	741	45	117	-	86	162	13	-	-

Las actividades descritas abarcan apriete de borneras, extracción de oscilografías, pintura de gabinetes, prueba de alarmas, etc. Las mismas son complementarias y de gran importancia para el buen funcionamiento de las instalaciones del sistema de transporte.

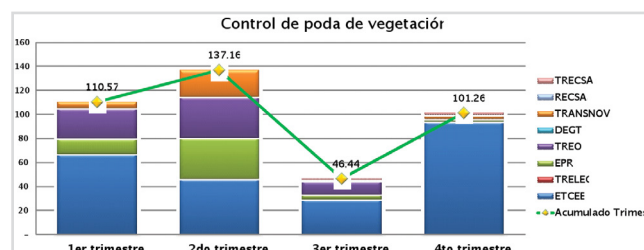
## 2.4.2. Mantenimiento de Líneas de Transporte

En la tabla siguiente se muestra el reporte de la poda y tala de arbolado que cada transportista realizó a sus líneas de transmisión. La información se muestra agrupada de manera trimestral.

**Tabla 26.** Poda y tala de arbolado realizado por los diferentes transportistas, datos en km.

Transportista	1er trimestre	2do trimestre	3er trimestre	4to trimestre	Acumulado Anual
DEGT	-	-	1.00	-	1.00
EPR	13.02	34.32	4.00	2.42	53.77
ETCEE	67.23	46.51	29.50	94.10	237.34
RECSA	-	-	0.06	-	0.06
TRANSNOVA	5.45	22.20	-	3.05	30.70
TRECSA	-	-	0.74	1.70	2.43
TRELEC	-	-	-	-	-
TREO	24.87	34.13	11.14	-	70.14
Acumulado Trimestral	110.57	137.16	46.44	101.26	395.44

**Gráfica 47.** Poda y tala realizada por transportistas mostrada trimestralmente



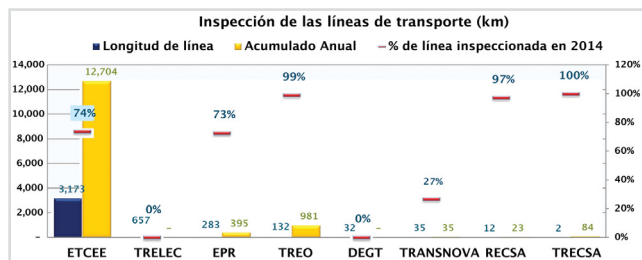
Se observa una mayor actividad de poda durante los meses previos e inicios de la época de invierno en el país.

Respecto a la inspección de línea que cada transportista hace se presenta la información mensual remitida, donde se compara la cantidad de kilómetros de inspección realizada con la longitud de línea y se evalúa el porcentaje de la línea que se inspeccionó.

**Tabla 27.** Control de actividades de inspección de línea en kilómetros.

Transportista	ETCEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANS-NOVA	RECSA	TRECSA
Enero	1,195	-	35	59	-	21	-	-
Febrero	739	-	42	71	-	-	-	-
Marzo	1,024	-	26	51	-	-	-	-
Abril	1,040	-	44	61	-	-	-	2
Mayo	1,043	-	38	211	-	-	-	-
Junio	1,314	-	57	50	-	5	11	2
Julio	1,832	-	29	114	-	6	11	2
Agosto	274	-	-	28	-	3	1	2
Septiembre	996	-	105	92	-	-	-	4
Octubre	880	-	11	81	-	-	-	2
Noviembre	1,239	-	-	79	-	-	-	-
Diciembre	1,130	-	8	81	-	-	-	72
Acumulado Anual	12,704	-	395	981	-	35	23	84
Longitud de línea	3,173	657	283	132	32	35	12	2
% de línea inspeccionada en 2014	74%	0%	73%	99%	0%	27%	97%	100%

**Gráfica 48.** Inspección de línea realizada por transportistas



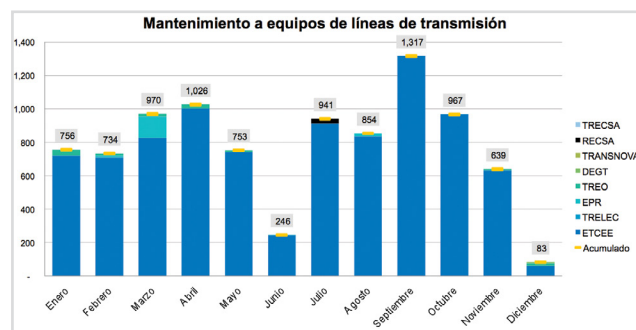
Adicional a las actividades de poda y tala de arbolado e inspección de línea, los transportistas reportaron actividades de mantenimiento a equipos que pertenecen a las líneas de transmisión, según el siguiente detalle mensual.

Tabla 28. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes, en unidades.

Transportista	ET-CEE	TRE-LEC	EPR	TREO	DEGT	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado
Enero	720	-	-	36	-	-	-	-	756
Febrero	709	-	11	14	-	-	-	-	734
Marzo	828	-	128	14	-	-	-	-	970
Abril	1,004	-	-	22	-	-	-	-	1,026
Mayo	741	-	-	12	-	-	-	-	753
Junio	245	-	1	-	-	-	-	-	246
Julio	911	-	-	-	-	-	30	-	941
Agosto	836	-	18	-	-	-	-	-	854
Septiembre	1,317	-	-	-	-	-	-	-	1,317
Octubre	967	-	-	-	-	-	-	-	967
Noviembre	632	-	-	7	-	-	-	-	639
Diciembre	61	-	-	13	9	-	-	-	83
Acumulado Anual	8,971	-	158	118	9	-	30	-	9,286
Longitud de línea	3,173	657	283	132	32	35	12	2	
% de línea inspeccionada en 2014	74%	0%	73%	99%	0%	27%	97%	100%	

Los datos de la tabla representan mantenimientos realizados a las líneas de transporte, tales como: limpieza de aisladores, mejora de aislamientos y puestas a tierras, cambios de pararrayos, etc. Los datos de la tabla anterior se muestran en la siguiente gráfica.

**Gráfica 49.** Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión.



La gráfica muestra las actividades de mantenimiento reportadas mensualmente por cada transportista. Dichas actividades son relacionadas con mantenimiento a líneas de transmisión.

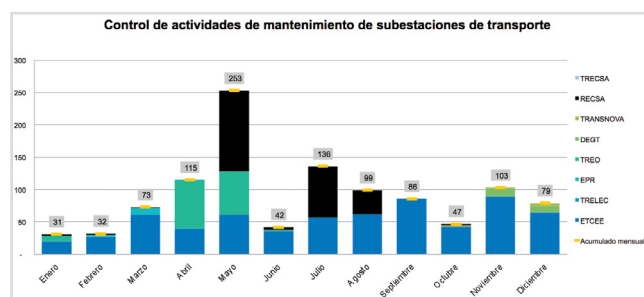
### 2.4.3. Mantenimientos Subestaciones de Transporte

El detalle de actividades de mantenimientos reportados en subestaciones de transporte, ya sea de transformación, conmutación o mixtas, se muestra desglosado por mes.

**Tabla 29.** Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte

Transportista	ET-CEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado
Enero	20	-	-	9	-	-	2	-	31
Febrero	27	-	3	-	-	-	2	-	32
Marzo	61	-	11	-	-	-	1	-	73
Abril	40	-	-	75	-	-	-	-	115
Mayo	61	-	-	67	-	-	125	-	253
Junio	36	-	-	2	-	-	4	-	42
Julio	57	-	-	-	-	-	79	-	136
Agosto	62	-	-	-	-	-	37	-	99
Septiembre	86	-	-	-	-	-	-	-	86
Octubre	43	-	-	-	-	2	2	-	47
Noviembre	90	-	-	-	12	1	-	-	103
Diciembre	65	-	-	-	10	4	-	-	79
Acumulado Anual	648	-	14	153	22	7	252	-	1,096
Longitud de línea	3,173	657	283	132	32	35	12	2	
% de línea inspeccionada en 2014	74%	0%	73%	99%	0%	27%	97%	100%	

**Gráfica 50.** Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista



Transportista	Cantidad de subestaciones
TRECSA	3
DEGT	3
EPR	3
RECSA	6
TRANNOVA	2
TREO	3
TRELEC	62

El mantenimiento realizado a subestaciones abarca manteniendo a los transformadores de potencia, blindaje de la subestación, redes de tierras, equipo de maniobra, etc.

## 2.4.4. Mantenimiento a Protecciones del Sistema de Transporte.

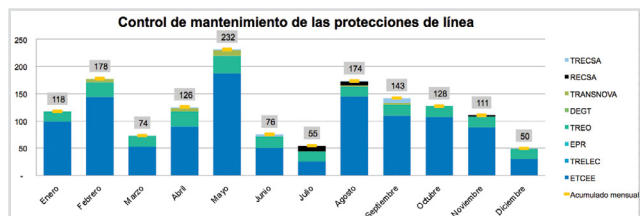
Se muestra el detalle de actividades de mantenimientos reportados por los transportistas en los Sistemas de Protección.

**Tabla 30.** Mantenimiento a protecciones de transporte por mes

Transportista	ET-CEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado mensual
Enero	99	-	-	19	-	-	-	-	118
Febrero	144	-	-	28	-	6	-	-	178
Marzo	53	-	-	21	-	-	-	-	74
Abril	90	-	1	27	-	6	-	2	126
Mayo	188	-	-	32	-	10	-	2	232
Junio	51	-	-	21	-	-	-	4	76
Julio	26	-	-	19	-	-	10	-	55
Agosto	145	-	-	19	-	2	7	1	174
Septiembre	110	-	-	21	-	2	-	10	143
Octubre	108	-	-	20	-	-	-	-	128
Noviembre	89	-	-	20	-	-	2	-	111
Diciembre	30	-	-	20	-	-	-	-	50
Acumulado Anual	1,133	-	1	267	-	26	19	19	1,465
Longitud de línea	3,173	657	283	132	32	35	12	2	
% de línea inspeccionada en 2014	74%	0%	73%	99%	0%	27%	97%	100%	

La tabla anterior se muestra en forma gráfica a continuación:

**Gráfica 51.** Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.



La gráfica presenta la cantidad de mantenimiento en equipos de protección de línea de las subestaciones. Dichas actividades incluyen mantenimientos a releva-

dores de protección, equipos de comunicación, transformadores de medición, interruptores de potencia, etc.

En este apartado se detallan las actividades regulatorias efectuadas en diversas partes del país, que se relacionan con la verificación del cumplimiento a la normativa de calidad de servicio que le es prestada a los usuarios del servicio de distribución final, y que tienen como objetivo el cumplimiento normativo por parte de los distribuidores y la corrección de los aspectos que generan reclamos de los usuarios y descontentos que agudicen la conflictividad relacionada con el sector eléctrico.





# Actividades REGULATORIAS REALIZADAS



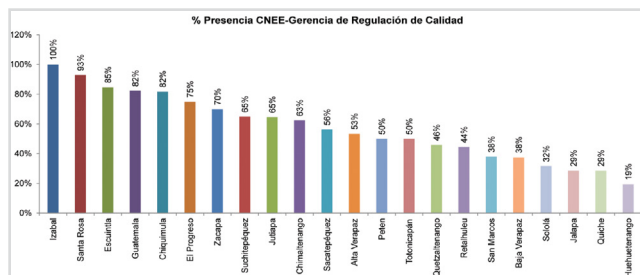
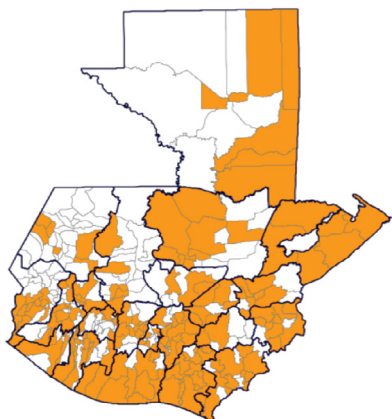


### 3. ACTIVIDADES regulatorias realizadas

#### 3.1. Presencia en el Interior de la República

La CNEE llevó a cabo más de 2,535 actividades relacionadas con el cumplimiento normativo en diversas partes del país cubriendo el 100% de los departamentos y el 53% de los municipios, en los cuáles se visitaron por lo menos una vez para la ejecución de diversas actividades de fiscalización de la calidad de servicio establecida en la normativa.

**Ilustración 5.** Cobertura de la actividad de fiscalización

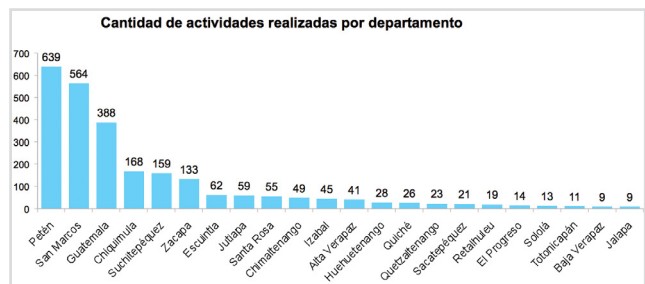


En la ilustración se presentan los municipios y departamentos visitados, así como la cantidad y el tipo de

actividades realizadas según el parámetro de calidad auditado.

En la tabla siguiente se presenta el detalle de las actividades de auditoría de campo por municipio visitado.

**Gráfica 52.** Desglose de actividades realizadas por la CNEE



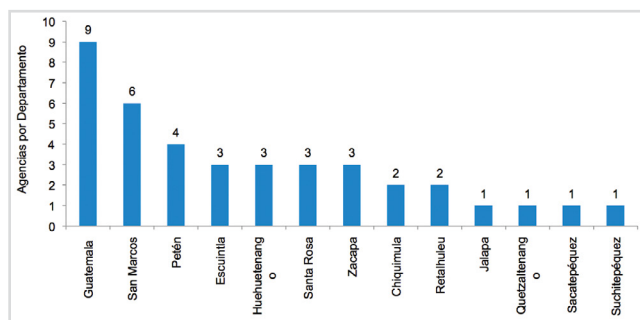
#### 3.2. Actividades Calidad Comercial

Se realizaron las diferentes actividades en campo para supervisar la calidad de servicio y atención que reciben los usuarios en cada uno de los departamentos, dentro de las actividades se encuentran; supervisión de agencias, supervisión de la verificación de medidores, rutas de lectura e Infokiosco, supervisión de interrupciones programadas, supervisión de sustitución de medidores.

### 3.2.1. Supervisión de oficinas comerciales

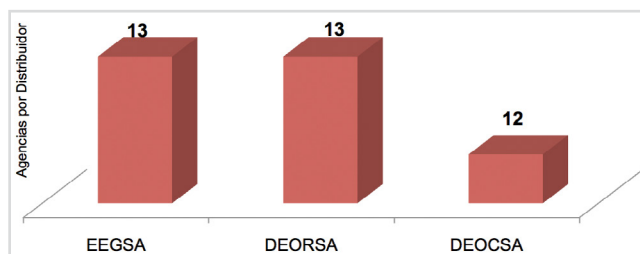
Para verificar la atención que reciben los usuarios en las oficinas comerciales de los distribuidores se supervisan las agencias. Se realizó la supervisión de 38 agencias comerciales en 13 departamentos del país; en las gráficas siguientes se listan los departamentos visitados y los distribuidores a las que corresponden.

**Gráfica 53.** Agencias supervisadas por Departamento



No se efectuaron actividades en los departamentos que no se listan en la gráfica anterior.

**Gráfica 54.** Agencias supervisadas por Distribuidor

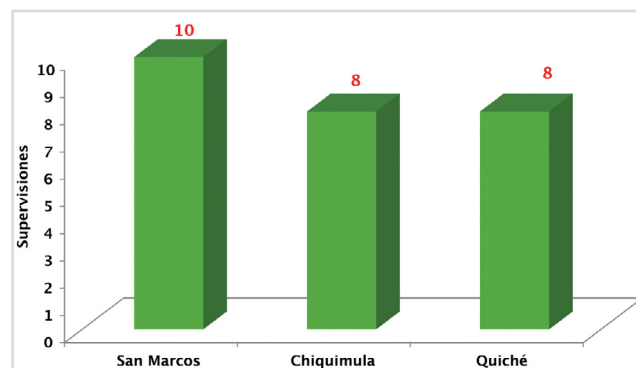


### 3.2.2. Supervisión de la verificación de medidores

Los distribuidores verifican semestralmente una cantidad de medidores previamente sorteados. La CNEE supervisa dicha actividad. A continuación se muestran

los datos de las verificaciones supervisadas.

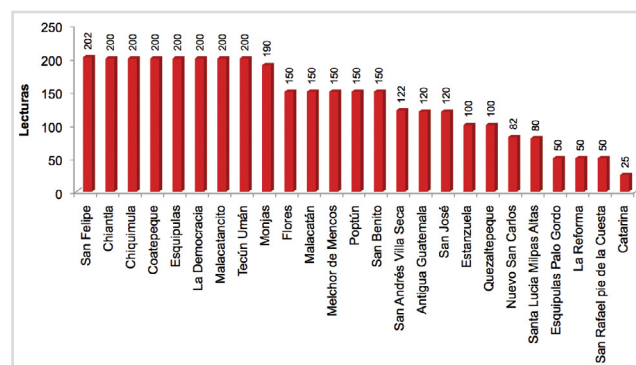
**Gráfica 55.** Supervisiones de la verificación de medidores por departamento



### 3.2.3. Supervisión del ciclo de facturación

Con el propósito de que la facturación de los usuarios sea realizada con base a lecturas reales se verifican las lecturas por medio de tomas del consumo del medidor comparando las mismas con la facturación del usuario. A continuación se indican los municipios donde se realizó la actividad y las lecturas efectuadas en cada uno de ellos sumando un total de 3,441.

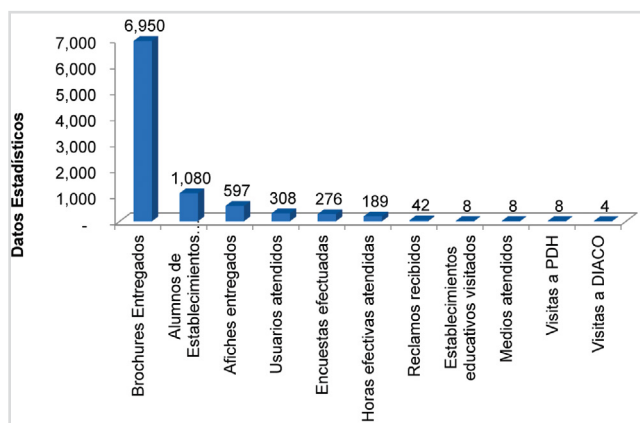
**Gráfica 56.** Supervisión de las Rutas de Lectura por Municipio durante el 2014



### 3.2.4. Kiosco informativo

Con el objetivo de cumplir lo establecido en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, “proteger los derechos de los usuarios”, la CNEE implementó kioscos para atender las necesidades de información de los usuarios del servicio de energía eléctrica. Durante el 2014 se visitaron 34 municipios en 11 departamentos.

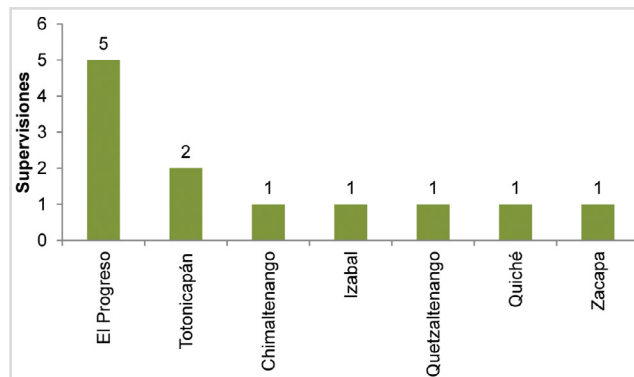
**Gráfica 57.** Datos estadísticos del Infokiosco



### 3.2.5. Supervisión de interrupciones programadas

Con el propósito de velar porque la calidad de medición a los usuarios sea realizada con base a la normativa, se supervisa el proceso de verificación de precisión tanto en campo como en laboratorios de los distribuidores. A continuación los municipios donde se realizó la actividad.

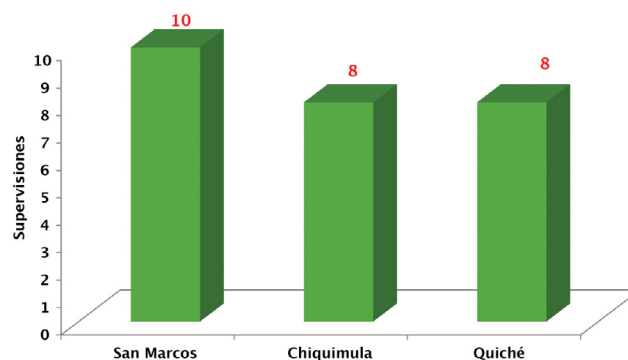
**Gráfica 58.** Municipios visitados



### 3.2.6. Supervisión de la sustitución de medidores

Para darle seguimiento al plan de sustitución de medidores, el cual consiste en el reemplazo de lotes de medidores fuera de tolerancia, se realizó la actividad de supervisión en varios municipios de 3 departamentos del país.

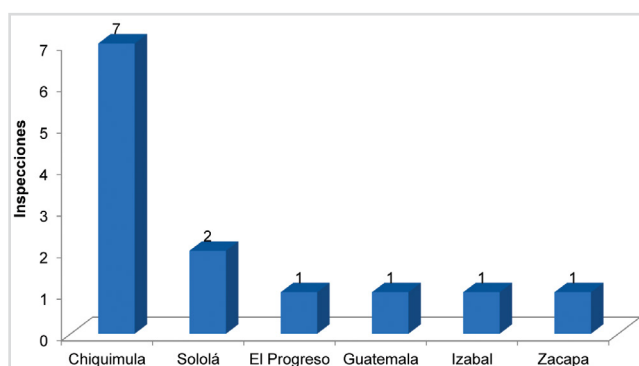
**Gráfica 59.** Supervisiones por Departamento



### 3.2.7. Inspecciones de campo

Para resolver las denuncias de los usuarios con mayor certeza la CNEE realiza inspecciones en los lugares donde se encuentre instalado el suministro de energía eléctrica y así poder contar con información de campo, reuniendo los datos necesarios para la pronta resolución de las denuncias.

**Gráfica 60.** Inspecciones de Campo



**Imagen 5.** Fotografías de las actividades de campo – Calidad Comercial



Verificación de Medidores



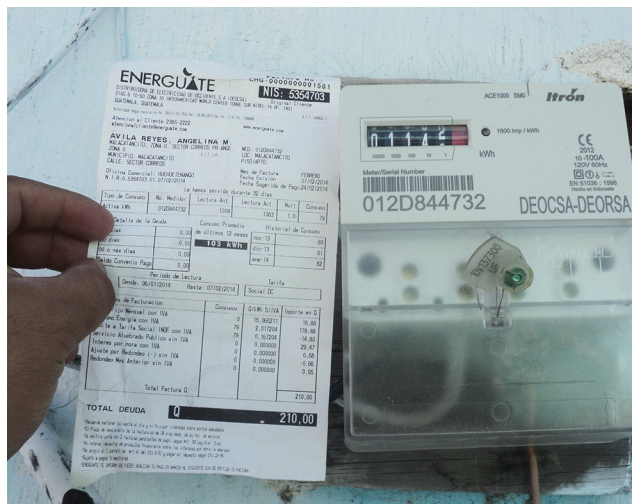
Interrupciones Programadas



Supervisión de facturación En Sitio



Supervisión de Oficinas Comerciales



Rutas de Lectura



Atención en el Infokiosco



Atención de Alumnos en Infokiosco

### 3.3. Actividades sobre Calidad del Producto y Servicio Técnico

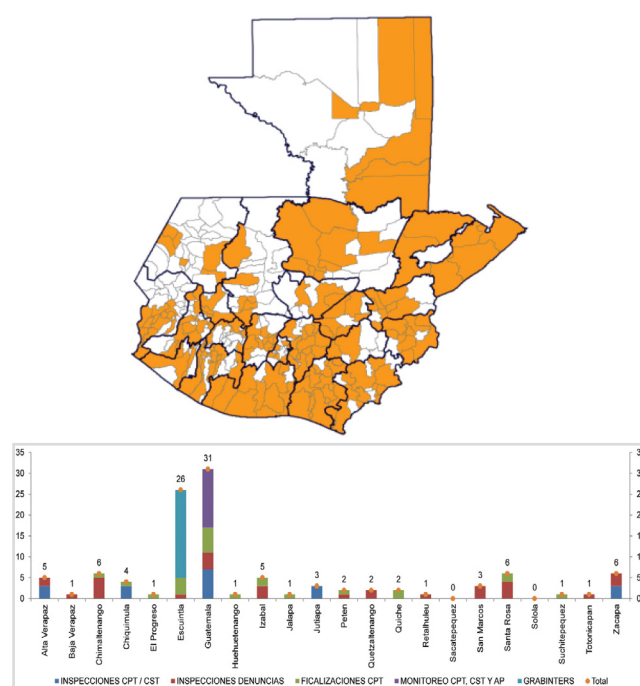
La CNEE efectúa diversas actividades a efecto de verificar el cumplimiento a los indicadores de calidad de servicio, tal como se indicó en el apartado anterior, se verifican tanto aspectos comerciales como el cumplimiento a los parámetros relacionados con la calidad de la onda (producto técnico), y la continuidad del servicio o interrupciones (servicio técnico). Se efectuaron diversas actividades de campo para velar por el cumplimiento a los parámetros anteriormente indicados. A continuación se presenta detalle de las actividades efectuadas.

**Tabla 31.** Fiscalización de Calidad del Producto y Servicio Técnico

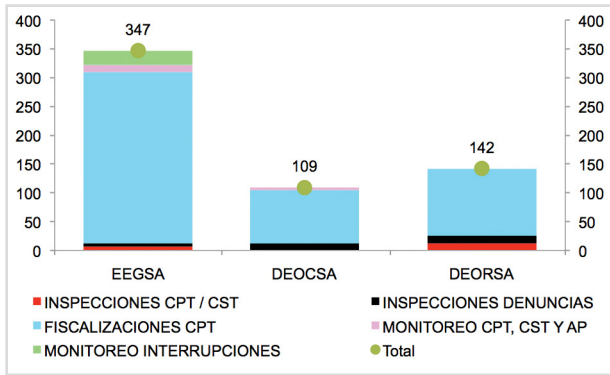
	Inspec- ciones CPT / CST	Denun- cias CPT	Fiscali- zaciones CPT	Monitoreo en tiempo real PT, ST, Alumbrado Público	Monitoreo interrup- ciones	Total
Alta Verapaz	3	2				5
Baja Verapaz		1				1
Chimaltenango		5	1			6
Chiquimula	3		1			4
El Progreso			1			1
Escuintla		1	4		21	26
Guatemala	7	4	6	14		31
Huehuetenango			1			1
Izabal		3	2			5
Jalapa			1			1
Jutiapa	3					3
Petén		1	1			2
Quetzaltenango		2				2
Quiché			2			2
Retalhuleu		1				1
Sacatepéquez						0
San Marcos		3				3
Santa Rosa		4	2			6
Sololá						0
Suchitepéquez			1			1
Totonicapán		1				1
Zacapa	3	3				6
Total de visitas	19	31	23	14	21	108

Se efectuaron 108 visitas de campo en total relacionadas con la fiscalización de cumplimiento a los parámetros de calidad del producto técnico y servicio técnico. Para cada visita se realizaron varias actividades. Como parte de las actividades que se realizaron se incluye el estudio de luminarias eficientes de alumbrado público. Las actividades efectuadas se reportan por medición. La desagregación geográfica de dichas actividades se presenta a continuación:

**Ilustración 6.** Cobertura de la actividad de fiscalización de Producto y Servicio Técnico



**Gráfica 61.** Desglose Actividades Producto Técnico y Servicio Técnico

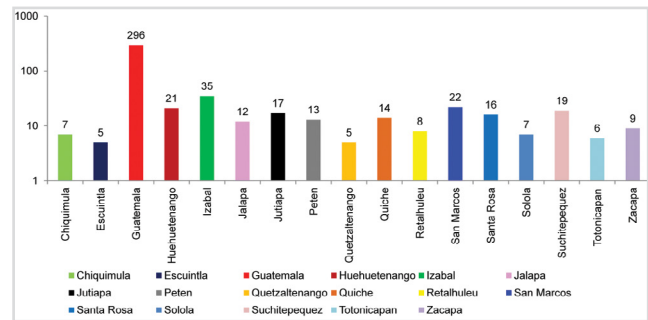


Puede observarse la cobertura por distribuidor de las actividades regulatorias, las cuales se realizan de forma diferenciada y según las características de servicio, redes, usuarios, acceso de los usuarios a la información regulatoria, etc.

### 3.3.1. Supervisión de Mediciones de Calidad del Producto Técnico

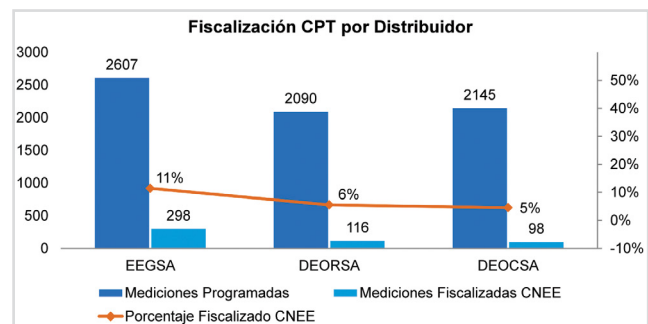
Con el objetivo de medir las condiciones de calidad del suministro mensualmente la CNEE realiza el sorteo de los usuarios a los cuales se les debe realizar una medición de calidad del producto técnico. El distribuidor programa la fecha de instalación y retiro del equipo de verificación de la calidad según los usuarios seleccionados mediante el sorteo. Se fiscaliza dicho proceso participando en cualquier punto del mismo ya sea en la instalación o el retiro; cuando se participa en los procesos de retiro se obtiene los archivos originales de descarga de datos de los equipos. Se tuvo presencia en 512 puntos de medición, visitando diferentes municipios de la República de Guatemala, realizando la supervisión de las mediciones que efectúan EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

**Ilustración 7.** Supervisiones de Mediciones de Calidad del Producto Técnico



El objetivo de realizar esta supervisión es validar que se efectúen las mediciones requeridas y garantizar la integridad de las mediciones con las que se evalúa la calidad del producto técnico suministrado por los distribuidores.

**Gráfica 62.** Desglose de fiscalización por empresa





La gráfica anterior muestra los porcentajes fiscalizados por distribuidor; es importante indicar que en el área de EEGSA se cubren más puntos debido a la cercanía de los circuitos, en el área gestionada por DEOCSA y DEORSA la cobertura de puntos es menor debido a las distancias entre cada uno de los puntos de medición. Se continúa verificando los procesos de medición abarcando cada vez más municipios del país con el objetivo de verificar la calidad del suministro.

**Imagen 6.** Fotografías de la actividad de fiscalización



Supervisión Retiro Equipo



Supervisión Retiro Equipo



Supervisión extracción de información



Equipo de medición

### 3.3.2. Estudio de luminarias eficientes de alumbrado público

Derivado de los resultados obtenidos en estudios de características de consumo en las luminarias de alumbrado público instaladas en las redes de distribución, en el año 2014 se realizó un estudio de las características de consumo en luminarias de “tecnología eficiente”; con dicho estudio se pudo determinar el

comportamiento de estas luminarias en las redes de distribución por lo que para dicha actividad se instalaron luminarias de distintas tecnologías y sus respectivos medidores para determinar el consumo y así poder comparar las ventajas que ofrecen los distintos tipos de tecnología de iluminación para alumbrado público. El estudio permitió determinar que el consumo diario por tipo de luminaria conectada en la red de EEGSA medido en el punto de conexión a la red de baja tensión y considerando 12 horas de funcionamiento es el siguiente:

**Tabla 36.** Consumo diario por luminaria.

LUMINARIA	Potencia por lámpara (W)	Potencia Promedio (W)	Consumo Diario (kWh)
Vapor de sodio alta eficiencia	100	132.75	1.70
Vapor de sodio	100	147.00	1.54
LED	75	72.93	0.87

**Imagen 7.** Fotografías de la Instalación de equipo para medición de alumbrado público.



**Imagen 8.** Fotografía del equipo para medición de consumo de energía de alumbrado público.



### 3.4. Verificación de Instalaciones de Distribución

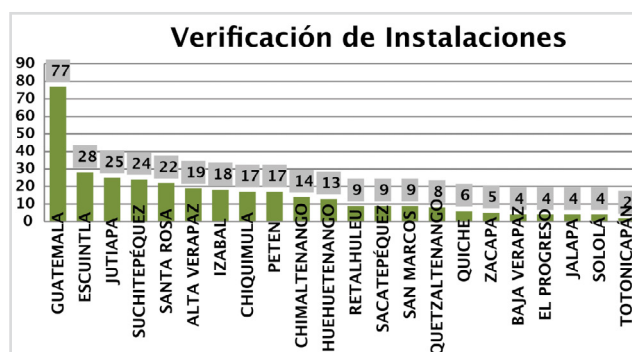
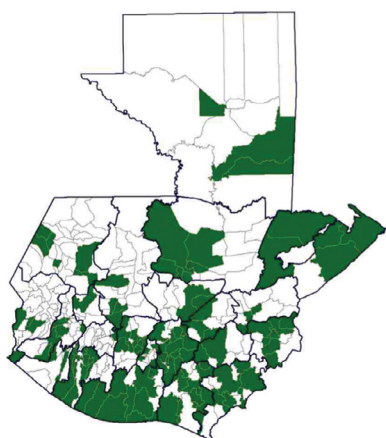
Con el propósito de incentivar la calidad del servicio técnico que los distribuidores brindan a sus instalaciones, la CNEE efectuó diferentes actividades en campo para verificar el estado de las líneas y los equipos de distribución; la fiscalización se realizó de forma muestral y aleatoria a las redes de distribución en cuanto al cumplimiento de la normativa de diseño e instalaciones que establece entre las obligaciones relativas al mantenimiento de redes de distribución y circunstancias que atentan contra la seguridad de las personas y bienes.

**Tabla 32.** Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID

Departamento	Tramos inspeccionados
Alta Verapaz	19
Baja Verapaz	4
Chimaltenango	14
Chiquimula	17
El progreso	4
Escuintla	28
Guatemala	77
Huehuetenango	13
Izabal	18
Jalapa	4
Jutiapa	25
Peten	17
Quetzaltenango	8
Quiché	6
Retalhuleu	9
Sacatepéquez	9
San marcos	9
Santa rosa	22
Sololá	4
Suchitepéquez	24
Totonicapán	2
Zacapa	5
Total	338

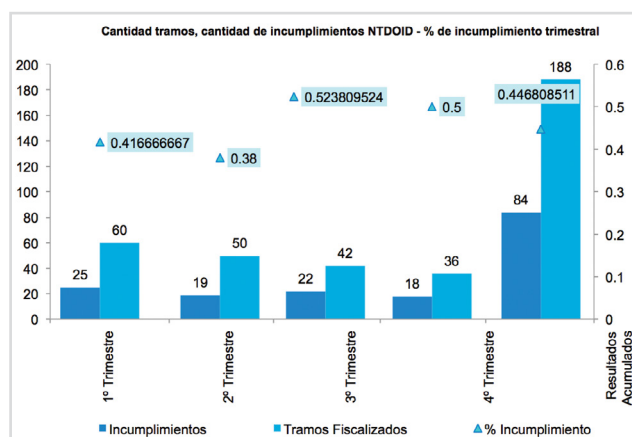
En total, se efectuaron 338 actividades relacionadas con verificación de cumplimiento a la normativa NTDOID. La desagregación geográfica de dichas actividades se presenta a continuación.

**Ilustración 8.** Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución



La fiscalización realizada a las instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA se llevó a cabo por medio de un muestreo aleatorio a los tramos de media Tnsión reportados por los distribuidores. Durante la fiscalización de cada tramo sorteado, se verificó si existían incumplimientos a la Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), se obtiene una evaluación de cumplimiento por tramo de distribución en media tensión.

**Gráfica 63.** Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución



La gráfica muestra la cantidad de tramos fiscalizados por trimestre para los tres distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA, y la cantidad de tramos con hallazgos de incumplimientos. En total se fiscalizaron 201

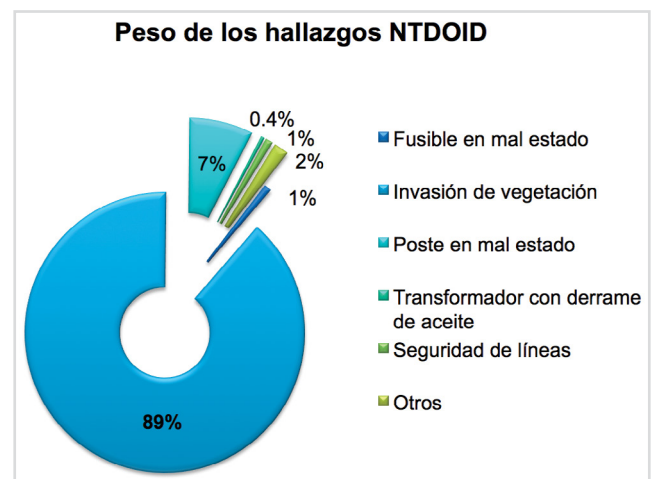
tramos media tensión durante el año; los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 84, lo cual representa un 45 por ciento del total fiscalizado.

**Imagen 9.** Resultados de la Fiscalización (invasión vegetación) en redes de distribución de media y baja tensión



En las fotografías puede observarse el tipo de incumplimientos encontrados. Se iniciaron los expedientes respectivos a efecto de que los incumplimientos sean corregidos; los mismos afectan la calidad de energía eléctrica que es evaluada mediante los indicadores de calidad semestrales que se establecen en la normativa. La transgresión a los mismos significa la aplicación de indemnizaciones a los usuarios por las dichas transgresiones.

**Gráfica 64.** Tipo de Hallazgos e Incumplimientos NTD/OID



La gráfica muestra los tipos de incumplimientos hallados en la muestra aleatoria y también los incumplimientos adicionales encontrados. Aproximadamente el 83% de los incumplimientos que fueron encontrados en las diferentes fiscalizaciones se relacionan con falta de poda o control de vegetación.

La CNEE efectúa las actividades de seguimiento para mejorar el cumplimiento normativo de los distribuidores, requiriendo un plan de mejora en el presente año para los incumplimientos del año anterior y una mejora en los planes de mantenimiento de los distribuidores.





# **monitoreo** de eventos en el sistema nacional interconectado



## 4. MONITOREO de eventos en el sistema nacional interconectado

La información contenida en el presente apartado fue reportada por los diversos agentes del sector eléctrico a solicitud de la CNEE. Después del terremoto ocurrido el 7 de julio de 2014 con epicentro en la frontera de Guatemala-México, se efectuó, de acuerdo a las actividades de seguimiento de eventos climáticos o catastróficos que afecten a los sistemas de distribución y transmisión, el monitoreo posterior a dicho sismo el cual afectó instalaciones del Sistema Nacional Interconectado. Se muestra información relacionada con dicho sismo y los efectos en el S.N.I.

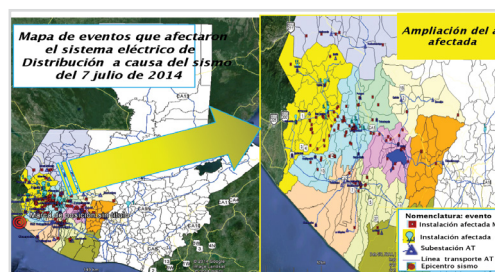
Información del evento:

- Fecha del evento: 7 de julio de 2014
- Identificación del Evento: terremoto en San Marcos
- Magnitud: 6.4 en la escala de Richter.
- Epicentro: 15 km al noroeste de Ocos, San Marcos, frontera de Guatemala-México,
- Áreas Afectadas: Sensible en 12 departamentos de la zona occidental y central de Guatemala.

Información de efectos en el S.N.I por eventos sísmicos:

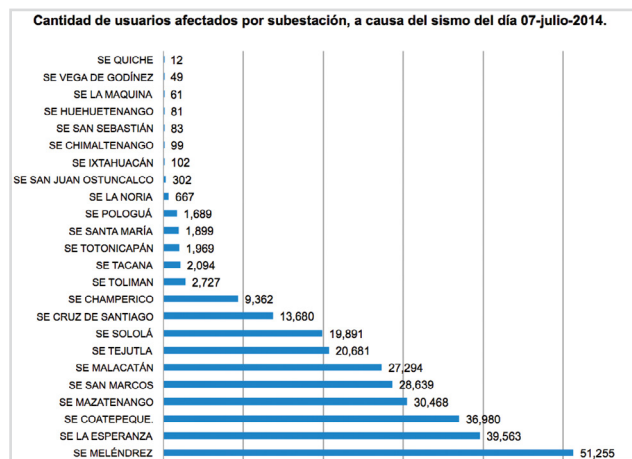
- 350,428.25 kWh de energía no servida durante los eventos sísmicos (días 7 y 8 de julio de 2014)  
El costo de la energía no suministrada fue de Q. 5,950,015.13 (tarifa BTS utilizada 1.697928)
- 289,647 usuarios afectados entre los días 7 y 10 de julio de 2014.
- 16 circuitos de media tensión desconectados en 8 subestaciones de alta tensión y media tensión.
- Del sistema de transporte fueron afectadas 6 líneas y 4 transformadores.
- Salieron de servicio los generadores Montecristo y El Porvenir perdiendo 10.4 MW de generación.
- No fue requerida la actuación de los esquemas suplementarios de S.N.I.
- 4 estructuras afectadas

**Imagen 10.** Mapa de incidencia sobre el S.N.I del sismo de julio de 2014.



A continuación se presenta la información gráfica de los efectos en el Sistema Nacional Interconectado.

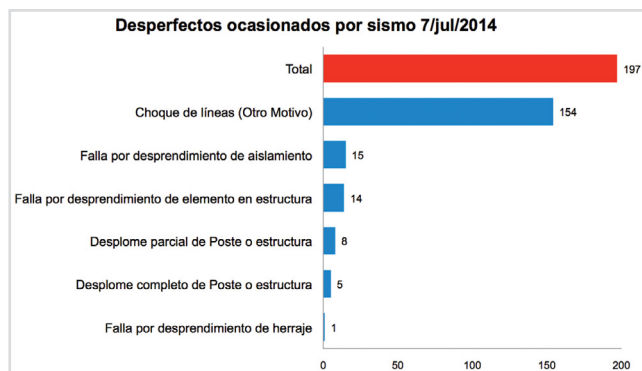
**Gráfica 65.** Cantidad de usuarios afectados por subestación.



289,647 usuarios fueron afectados durante las interrupciones del servicio de energía eléctrica derivado de los sismos acaecidos.



Gráfica 66. Elemento de red dañado.



## 5. CONTROL de sanciones

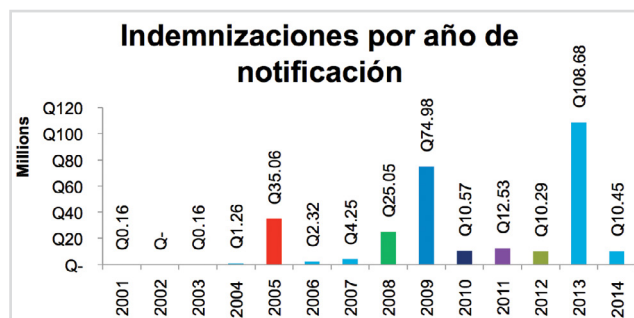
Con relación al mandato que la Ley General de Electricidad en su artículo 4 literal indica: "...a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores...", la CNEE efectúa las fiscalizaciones correspondientes y algunas se resuelven sancionando a los infractores.

Según lo establecido en el Marco Regulatorio de electricidad la CNEE está facultada para emitir las sanciones que correspondan por concepto de multas y/o indemnizaciones, derivadas de incumplimientos a la normativa.

Las indemnizaciones, sanciones y/o multas se establecen sin perjuicio de que, por cualquier daño que se cause, la parte afectada sea indemnizada de conformidad con lo que al respecto determina el Código Civil. Las sanciones proceden cuando existen incumplimientos a obligaciones o prohibiciones expresas contenidas en el marco regulatorio vigente.

En la siguiente grafica se muestra el histórico actualizado de las indemnizaciones por año de resolución, el cuál considera expedientes que se encuentran en diversos recursos legales, los cuáles están sujetos a la resolución de los mismos.

**Gráfica 67.** Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales



## 6. LISTA de acrónimos

Ley General de Electricidad	LGE
Reglamento de la Ley General de Electricidad	RLGE
Normas Técnicas del Servicio de Distribución	NTSD
Calidad del Servicio Técnico	CST
Calidad del Producto Técnico	CPT
Calidad Comercial	CC
Frecuencia de Interrupciones por Usuario	FIU
Tiempo de Interrupción por Usuarios	TIU
Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones	NTCSTS
Número Total de Indisponibilidades Forzadas para la línea i	NTIFLi
Duración Total de Indisponibilidades Forzadas para la línea i	DTIFLi
Número de Indisponibilidades Programadas	NIP
Duración de la Indisponibilidad Programada	DIP
Comisión Nacional de Energía Eléctrica	CNEE
Administrador del Mercado Mayorista	AMM
Mercado Mayorista	MM
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.	DEOCSA
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.	DEORSA
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.	EEGSA
Sistema Nacional Interconectado	SNI
Sistema de Transporte de Energía Eléctrica	STEE
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	ETCEE
Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A.	TRELEC
Redes Eléctricas de Centroamérica, S. A.	RECSA

Duke Energy International Transmisión, Limitada	DUKE
Transporte de Electricidad de Occidente, S. A.	TREO
Transmisora de Energías Renovables, S.A.	TRANSNOVA
Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.	TRECSA
Kilo Voltios	KV
Kilo Vatios	KW
Kilómetros	Km
Megavatio-hora	MWH
Megavatio	MW
Porcentaje de reclamos	R%
Empresas Eléctricas Municipales	EEMs
Empresa Municipal Rural de Electricidad	EMRE
Empresa Hidroeléctrica Municipal	EHM
Kilo Voltio Amperio	KVA
Transformador de Corriente	CT
Transformador de Potencial	PT
Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica	NTDOST
Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución	NTDOID
Tensión Nominal	Vn
Valor Eficaz (RMS) de Tensión	Vk
Porcentaje de Desbalance de Corriente	$\Delta$ DIP
Máxima Desviación de Corriente	Imp

## 7. LISTA de tablas y gráficas

### Tablas

Tabla 1. Cantidad de usuarios a diciembre de 2014 .....	10
Tabla 2. Capacidad instalada en las redes de distribución de los tres principales distribuidores.....	10
Tabla 3. Resultados encuesta de calidad, promedios de satisfacción, cifras en % .....	11
Tabla 4. Tiempo medio de atención en días.....	14
Tabla 5. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red de DEOCSA .....	15
Tabla 6. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red de DEORSA .....	15
Tabla 7. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red de DEOCSA por departamento.....	16
Tabla 8. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red de DEORSA por departamento.....	16
Tabla 9. Reconexiones por departamentos del área de cobertura de DEOCSA .....	17
Tabla 10. Reconexiones por departamentos del área de cobertura de DEORSA .....	17
Tabla 11. Usuarios donde se transgrede la tolerancia de regulación de tensión.....	19
Tabla 12. Bandas de desviación distribuidores .....	21
Tabla 13. Actividades de mantenimiento a líneas de media tensión.....	25
Tabla 14. Actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA .....	27
Tabla 15. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA .....	27
Tabla 16. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en líneas de baja tensión.....	28
Tabla 17. Resultado de la fiscalización de tramos. ....	28
Tabla 18. Resultados de la auditoría por distribuidor para determinar el estado de las instalaciones. ...	29
Tabla 19. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones.....	29
Tabla 20. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral .....	30
Tabla 21. Líneas de transmisión.....	35
Tabla 22. Transformadores .....	36
Tabla 23. Equipo de compensación.....	36
Tabla 24. Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas.....	42
Tabla 25. Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas.....	43
Tabla 26. Poda y tala de arbolado realizado por los diferentes transportistas, datos en km.....	43
Tabla 27. Control de actividades de inspección de línea en kilómetros. ....	43
Tabla 28. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes, en unidades.....	44
Tabla 29. Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte.....	45
Tabla 30. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes .....	45
Tabla 31. Fiscalización de calidad del producto y servicio técnico .....	54
Tabla 36. Consumo diario por luminaria .....	57
Tabla 32. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID .....	58

## Gráficas

Gráfica 1. Evolución de potencia instalada DEOCSA .....	10
Gráfica 2. Evolución de potencia instalada DEORSA .....	10
Gráfica 3. Evolución de potencia instalada EEGSA .....	11
Gráfica 4. Porcentaje de reclamos .....	12
Gráfica 5. Porcentaje de reclamos por departamento .....	12
Gráfica 6. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos .....	13
Gráfica 7. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos por departamento .....	13
Gráfica 8. Reclamos por motivo de reclamo de EEGSA, DEOCSA y DEORSA .....	13
Gráfica 9. Reclamos por medio de presentación de EEGSA, DEOCSA y DEORSA .....	13
Gráfica 10. Reclamos por facturación precedentes e imprevistos .....	14
Gráfica 11. Montos reclamados, refactorados e indemnizados en reclamos por facturación errónea .....	14
Gráfica 12. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red .....	15
Gráfica 13. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red de EEGSA, por departamento .....	15
Gráfica 14. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red .....	15
Gráfica 15. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red de EEGSA por departamento .....	16
Gráfica 16. Reconexiones .....	16
Gráfica 17. Reconexiones por departamentos del área de cobertura de EEGSA .....	17
Gráfica 18. Mediciones regulación de tensión (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia) .....	18
Gráfica 19. Mediciones fuera de tolerancia - regulación de tensión .....	18
Gráfica 20. Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia DEOCSA - regulación de tensión ..	19
Gráfica 21. Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia DEORSA - regulación de tensión ..	19
Gráfica 22. Indicador global FEBnoPER .....	20
Gráfica 23. Frecuencia equivalente por banda de tensión fuera de las tolerancias establecidas (FEBPB)	21
Gráfica 24. Causas que provocaron la fuerza mayor - EEGSA .....	23
Gráfica 25. Causas que provocaron la fuerza mayor - DEOCSA .....	23
Gráfica 26. Causas que provocaron la fuerza mayor - DEORSA .....	23
Gráfica 27. Actividades de mantenimiento en líneas de media tensión. ....	24
Gráfica 28. Tipo de mantenimiento realizado en las instalaciones de red de media tensión .....	25
Gráfica 29. Control de poda y tala de arbolado por región. ....	26
Gráfica 30. Control trimestral de poda y tala de arbolado .....	26
Gráfica 31. Actividades de inspección de línea por trimestre .....	26
Gráfica 32. Control de inspección de líneas de media tensión por región. ....	26
Gráfica 33. Secuencia de la corrección de hallazgos del plan de DEORSA y DEOCSA, en cuatro bloques.	30
Gráfica 34. Envíos de información calidad comercial .....	31
Gráfica 35. Envíos de información producto técnico .....	31
Gráfica 36. Envíos de información servicio técnico .....	32
Gráfica 37. Puntos fuera de tolerancia - regulación de tensión .....	37
Gráfica 38. Puntos cantidad de mediciones fuera de tolerancia reportados por RECSA. ....	38

Gráfica 39. Cantidad de mediciones fuera de tolerancia factor de potencia – escala logarítmica .....	38
Gráfica 40. Cantidad de Indisponibilidades de líneas de transmisión 2014 .....	39
Gráfica 41. Histórico de cantidad de indisponibilidades de líneas de transmisión .....	39
Gráfica 42. Histórico de duración de indisponibilidades de líneas de transmisión .....	40
Gráfica 43. Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión.....	40
Gráfica 44. Indisponibilidades programadas por transportista .....	41
Gráfica 45. Cantidad de indisponibilidades de transformadores.....	41
Gráfica 46. Duración de indisponibilidades de transformadores. ....	41
Gráfica 47. Poda y tala realizada por transportistas mostrada trimestralmente.....	43
Gráfica 48. Inspección de línea realizada por transportistas .....	44
Gráfica 49. Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión. ....	44
Gráfica 50. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista.....	45
Gráfica 51. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.....	46
Gráfica 52. Desglose de actividades realizadas por la CNEE.....	49
Gráfica 53. Agencias supervisadas por departamento .....	50
Gráfica 54. Agencias supervisadas por distribuidor .....	50
Gráfica 55. Supervisiones de la verificación de medidores por departamento .....	50
Gráfica 56. Supervisión de las rutas de lectura por municipio durante el 2014 .....	50
Gráfica 57. Datos estadísticos del infokiosco .....	51
Gráfica 58. Municipios visitados.....	51
Gráfica 59. Supervisiones por departamento .....	51
Gráfica 60. Inspecciones de campo.....	52
Gráfica 61. Desglose actividades producto técnico y servicio técnico .....	55
Gráfica 62. Desglose de fiscalización por empresa .....	55
Gráfica 63. Resultados de la fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución.....	58
Gráfica 64. Tipo de hallazgos e incumplimientos NTDOID.....	59
Gráfica 65. Cantidad de usuarios afectados por subestación.....	63
Gráfica 66. Elemento de red dañado.....	64
Gráfica 67. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales.....	65

## Imágenes

Imagen 1. Regiones del país .....	11
Imagen 2. Ubicación de interrupciones. ....	24
Imagen 3. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos de incumplimientos NTDOID. ....	29
Imagen 4. Mapa de ubicación de los 759 incumplimientos históricos NTDOID (anteriores a 2014). ....	30
Imagen 5. Fotografías de las actividades de campo – calidad comercial .....	52
Imagen 6. Fotografías de la actividad de fiscalización .....	56
Imagen 7. Fotografías de la Instalación de equipo para medición de alumbrado público.....	57
Imagen 8. Fotografía del equipo para medición de consumo de energía de alumbrado público. ....	57
Imagen 9. Resultados de la fiscalización (invasión vegetación) en redes de distribución de media y baja tensión.....	59
Imagen 10. Mapa de incidencia sobre el S.N.I del sismo de julio de 2014.....	63



## Ilustraciones

Ilustración 1. Porcentaje de usuarios por municipio en redes de baja tensión que incumplen con el parámetro de regulación de tensión (antes del plan de mejora CPT) .....	19
Ilustración 2. Porcentaje de usuarios por municipio en redes de BT que incumplen con parámetro de regulación de tensión (considerado el plan de mejora) .....	20
Ilustración 3. Promedio de tiempo de Interrupción por usuario (horas fuera de servicio) - TIU - .....	2
Ilustración 4. Promedio de frecuencia de interrupción por usuario (interrupciones por usuario) -FIU-...	22
Ilustración 5. Cobertura de la actividad de fiscalización .....	49
Ilustración 6. Cobertura de la actividad de fiscalización de producto y servicio técnico .....	54
Ilustración 7. Supervisiones de mediciones de calidad del producto técnico.....	55
Ilustración 8. Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución .....	58