

informe estadístico  
DE CALIDAD DEL SERVICIO, DISTRIBUCIÓN  
Y TRANSMISIÓN

2013



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala







## Estimado lector

El presente documento constituye el informe estadístico de las actividades efectuadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica durante el año 2013 en cumplimiento a sus atribuciones con lo relacionado a la fiscalización del cumplimiento de los indicadores de calidad de los servicios de distribución y transmisión de la normativa de diseño de instalaciones; así como también, aspectos que se relacionan con la fiscalización que por ley debe efectuar la Comisión 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 todo lo anteriormente indicado.

La información se presenta de una manera que permite identificar los resultados de las acciones efectuadas de forma regional en la República de Guatemala, con el fin de identificar el desempeño de las instalaciones o de las acciones efectuadas por los agentes en cumplimiento a la normativa, mismo que se refleja en los indicadores presentados a nivel de municipio, incluidos

en el presente documento.

Se presenta también la información de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en los sistemas de distribución y transmisión, los métodos de control y diversas actividades regulatorias efectuadas por la Comisión en el interior de la República, a efecto de velar por el cumplimiento normativo de las empresas reguladas.

Adicionalmente, se incluye la actualización de los resultados de las sanciones emitidas por incumplimientos a la normativa, tanto en concepto de indemnizaciones como de multas.

La CNEE realiza esfuerzos importantes con el propósito de velar por el cumplimiento normativo. Actualmente se encuentra en un proceso de evaluación de los estándares vigentes a efecto de actualizar los mismos considerando la importancia de la calidad del servicio en las redes, aspectos comerciales y atención a los usuarios del servicio de distribución.

Licda. Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
Directora

Licda. Carmen Urizar Hernández  
Presidente

Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

### Directorio de Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Licda. Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova,  
Directora

Licda. Carmen Urizar Hernández,  
Presidente

Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar,  
Director

GERENCIA DE REGULACIÓN DE CALIDAD  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Ing. Antonio Roberto Garcia Escobar  
**Gerente de Regulación de Calidad**

**Unidad de Informática y Control Estadístico**

Ingeniero Jacobo Estuardo Ponce  
**Jefe de Unidad**

Ing. Marlon Lenin Girón Vielman  
Estuardo Arturo Mejicanos Flores

**Departamento de Gestión Técnica y Verificación de Instalaciones**

Ing. Luis Mauricio Saquilmer  
**Jefe de Departamento**

Melzar Ismael de León Moro  
Jorge Antonio Abaj Usen  
James Douglas Gustavo Bran González

**Departamento de Calidad Comercial**

Licenciado Maynor de Jesús  
Hernandez Guzmán  
María José Gámez Zamora  
Americo Oneil Ochoa Mox  
Ángel Guillermo Ochoa Rodriguez  
Juan Manuel Perén Abaj

**Departamento de Calidad de Producto y Servicio Técnico**

Sergio Gabriel Noriega Buch  
Carlos Arturo de Paz Montalván  
Dany José Velasquez Castellanos  
Manuel Alberto Tobar Juárez  
Carlos Andrés Perez Noriega  
Hugo Armando Cabrera Rucal  
Jorge Alexis Samayoa Juárez

# Índice

Carta al lector	3
<b>1 CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL</b>	<b>9</b>
1.1 Información del servicio de distribución	9
1.1.1 Usuarios del servicio de distribución final	9
1.1.2 Redes	10
1.1.3 Centros de transformación	10
1.1.4 Regionalización de la información	12
1.2 Calidad del servicio comercial	12
1.2.1 Calidad del servicio comercial del distribuidor	12
1.2.2 Indicadores de calidad de la atención al usuario	18
1.2.3 Encuesta de calidad	22
1.3 Calidad de producto técnico de distribución	23
1.3.1 Regulación de tensión	23
1.3.2 Plan de mejora de calidad de producto técnico	24
1.3.2 Indicadores globales de calidad de producto técnico	26
1.4 Calidad de servicio técnico de distribución	27
1.4.1 Tiempo de interrupción por usuario (TIU)	27
1.4.2 Frecuencia de interrupción por usuario (FIU)	28
1.4.3 Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)	28
1.4.4 Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK)	29
1.5 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución -NTDROID	30
1.5.1 Monitoreo de mantenimientos de distribución 2013	31
1.5.2 Planes de mantenimiento anual de distribución, año 2013	31
1.5.3 Análisis del estado de las redes de distribución	33
1.5.4 Seguimiento plan de mejora 2013 – DEOCSA y DEORSA	35
<b>2 CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE</b>	<b>39</b>
2.1 Información del servicio de transporte	39
2.1.1 Datos estadísticos	39
2.2 Calidad de producto técnico de transporte	61
2.2.1 Parámetro de regulación de tensión	62

2.2.2	Incidencia de los participantes en la calidad del producto	41
2.2.3	Desbalance de corriente	41
2.2.4	Factor de potencia	42
2.3	Calidad del servicio técnico de transporte	42
2.3.1	Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión	43
2.3.2	Indisponibilidades programadas de líneas de transmisión	44
2.3.3	Indisponibilidades de transformadores de potencia	44
2.4	Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Transporte	45
2.4.1	Monitoreo de mantenimientos de transmisión	46
2.4.2	Mantenimiento líneas de transporte	46
2.4.3	Mantenimientos subestaciones de transporte	47
2.4.4	Mantenimiento a protecciones, sistema de transporte	48

### **3 ACTIVIDADES REGULATORIAS REALIZADAS POR CNEE 51**

3.1	Presencia de la CNEE en el interior de la República	51
3.2	Actividades calidad comercial	52
3.2.1	Supervisión de oficinas comerciales	53
3.2.2	Supervisión de la verificación de precisión de medidores	54
3.2.3	Supervisión de las rutas de lectura	55
3.2.4	Kiosco informativo de CNEE (Infokiosco)	56
3.2.5	Inspecciones a usuarios, denuncias CNEE	57
3.2.6	Encuesta de calidad	58
3.3	Actividades calidad de producto y servicio técnico	88
3.3.1	Supervisión de mediciones de calidad de producto técnico	60
3.3.2	Monitoreo de calidad de producto y servicio técnico, y consumo de alumbrado público	61
3.4	Verificación de instalaciones de distribución	64

### **4. MONITOREO DE EVENTOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO 69**

### **5. CONTROL DE SANCIONES 73**

### **6. LISTA DE ACRÓNIMOS 75**

### **7. LISTA DE TABLAS Y GRÁFICAS 76**



**calidad del servicio  
DE DISTRIBUCIÓN FINAL**



## 1. CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL

### 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 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, 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 ella emita.

A continuación se muestra 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 que realiza la CNEE de acuerdo a sus facultades. La información remitida por los agentes fue complementada con solicitudes, validación de cálculo u otras acciones efectuadas.

#### 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.

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

Servicio urbano es todo 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.

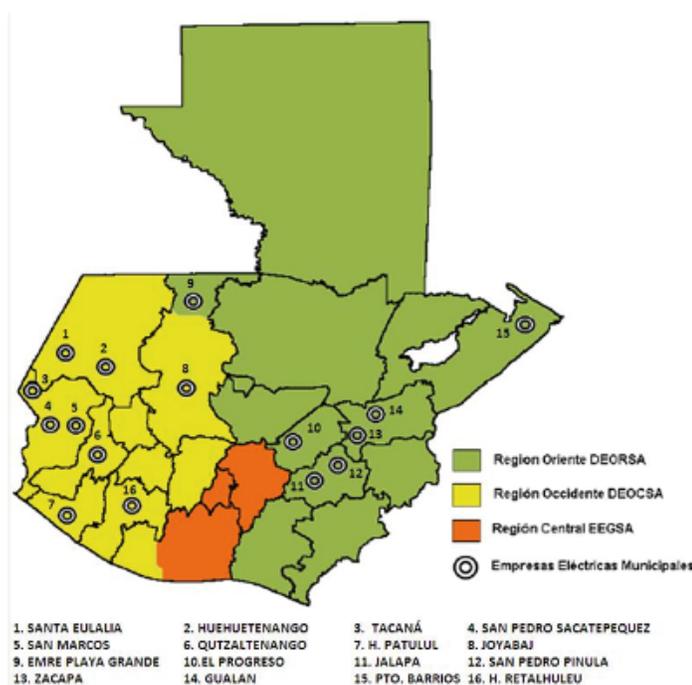
El servicio rural es todo servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del servicio urbano.

Tabla 1. Cantidad de usuarios a diciembre del año 2013

	Distribuidor de electricidad	Urbanos	Rurales
1	Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.	502,157	419,483
2	Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A.	292,964	681,065
3	Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A.	217,367	371,258
4	Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango	50,665	
5	Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango	33,982	
6	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios	22,888	
7	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa	16,480	
8	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez	15,190	
9	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu	13,767	
10	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa	12,111	
11	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj	11,387	
12	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos	8,889	
13	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya	8,035	
14	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán	4,985	
15	Empresa Municipal Rural de Electricidad Playa Grande	1,329	
16	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia	4,071	
17	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula	1,338	
18	Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná	1,137	
19	Empresa Hidroeléctrica de Patulul	711	

En el interior de la República, los usuarios urbanos representan en su mayoría a las cabeceras departamentales, teniendo porcentajes menos representativos para las zonas de occidente y oriente, la mayor representatividad está en los usuarios de las áreas rurales. Las Empresas Eléctricas Municipales tienen en su mayoría usuarios urbanos. Dada la escasez de datos de estas empresas se colocaron la totalidad de los usuarios en la categoría urbana.

Imagen 1. Ubicación de los distribuidores.



### 1.1.2. Redes

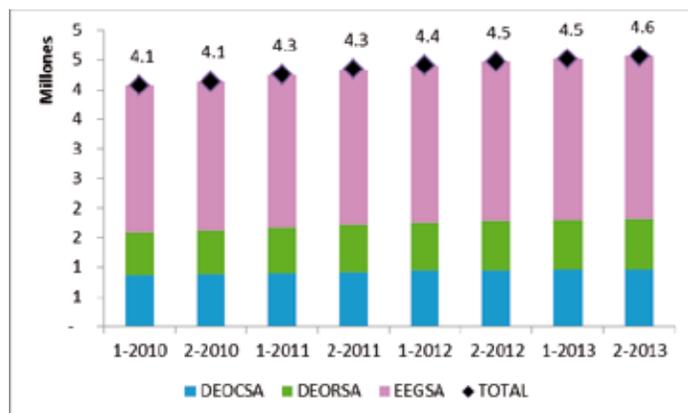
La red de distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es proporcionar electricidad a los usuarios finales. Esta actividad se lleva a cabo por los distribuidores. El sistema de distribución eléctrica comprende muchos kilómetros de

líneas y millares de transformadores, así como numerosos dispositivos eléctricos complementarios.

### 1.1.3. Centros de transformación

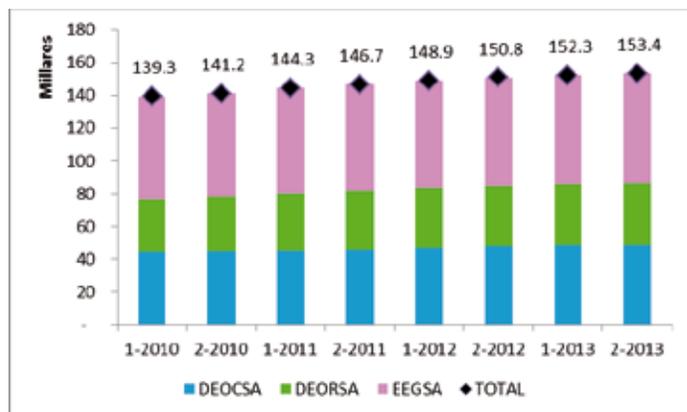
En las gráficas que se presentan a continuación puede observarse el crecimiento de la capacidad instalada de transformación de media tensión a baja tensión en las redes de EEGSA, DEOCSA y DEORSA, tanto en capacidad de transformación (kVA) como en la cantidad de centros de transformación instalados.

Gráfica 1. kVA instalado en las redes de distribución



Los kVA son las siglas de kilovoltios-amperios y se refieren a la capacidad instalada en los centros de transformación compuestos por los transformadores de voltaje que alimentan a los usuarios del servicio de energía eléctrica.

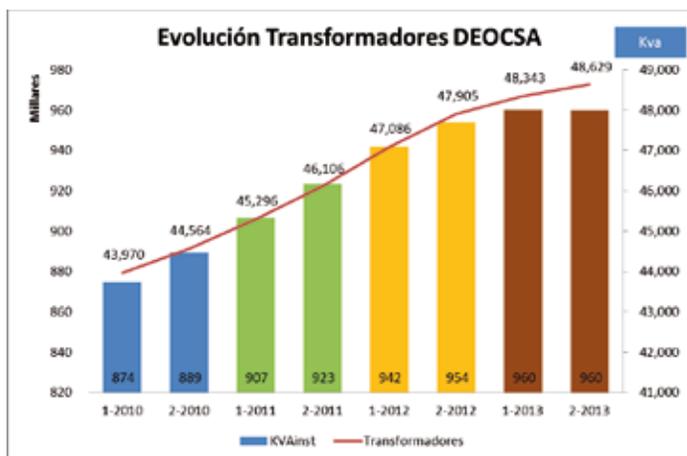
Gráfica 2. Centros de transformación media tensión/baja tensión instalados



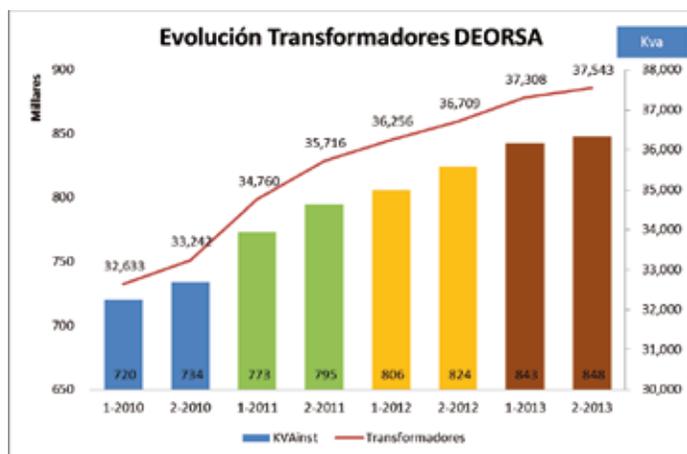
1.1.3.1. Evolución y crecimiento centros de transformación distribuidores

A continuación se muestra el detalle del crecimiento de centros de transformación de media tensión / baja tensión reportados por las empresas distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, tanto en cantidad de centros de transformación como en capacidad instalada.

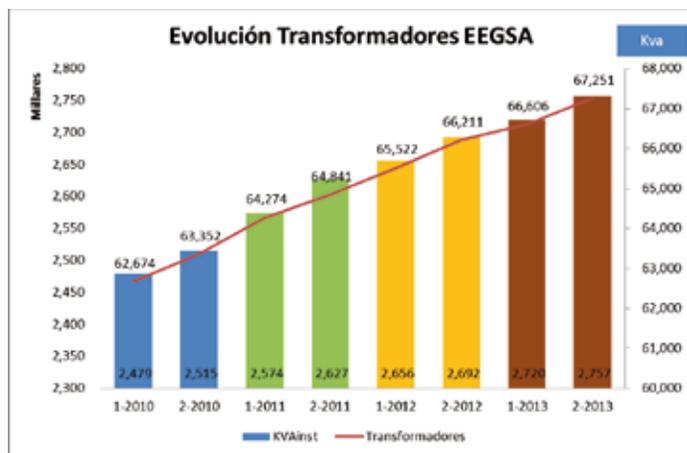
Gráfica 3. Evolución transformadores DEOCSA



Gráfica 4. Evolución transformadores DEORSA



Gráfica 5. Evolución transformadores EEGSA



La ubicación geográfica de los centros de transformación reportados para las empresas distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA se muestra a continuación.

Imagen 2. Centros de transformación.

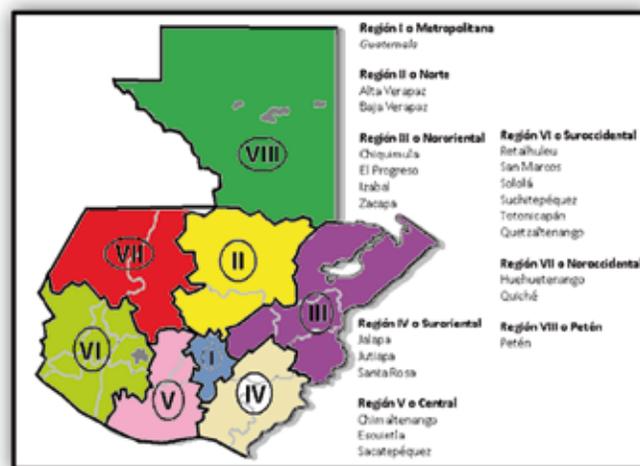


1.1.4. Regionalización de la información

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 han realizado 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 el país.

Para orientar el análisis de la calidad a lo estipulado anteriormente se dividió el país en 8 regiones, lo cual se muestra en la siguiente Imagen.

Regiones del país



## 1.2. Calidad del servicio comercial

De acuerdo a lo establecido en el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la calidad del servicio comercial se evalúa por medio de los siguientes parámetros:

- Reclamos de los consumidores
- Facturación
- Atención al consumidor

El presente informe se realiza en base a la información remitida por los distribuidores en cumplimiento a las metodologías de control de calidad establecidas en la normativa. Dicha información está sujeta a la fiscalización y auditorías que correspondan de acuerdo a las facultades de la CNEE, por lo cual está sujeta a variación según el resultado obtenido de dichas actividades.

### 1.2.1. Calidad del servicio comercial del distribuidor

En las normas técnicas del servicio de distribución se desarrollan los indicadores específicos de control de calidad del servicio comercial, los cuáles cumplen con

lo establecido en el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y son divididos según el tipo de sanción que se aplica:

1) Calidad del servicio comercial del distribuidor (multa) Los indicadores de calidad del servicio comercial del distribuidor se consideran globales por la forma de cálculo y aplicación de las sanciones por incumplimiento a los mismos (multa). A continuación se listan:

- a. Porcentaje de reclamos y quejas (R%)
- b. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos y quejas (TPPR)
- c. Tiempo medio de reclamos
- d. Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica (cambio de lotes que incumplen)
- e. Falta de notificación de interrupciones programadas

2) Calidad de atención al usuario (indemnización) Los indicadores de calidad de atención al usuario se consideran Individuales por la forma de cálculo y aplicación de las sanciones por incumplimiento a los mismos (indemnización por usuario). A continuación se listan:

- a. Solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación de la red
- b. Solicitudes de servicios nuevos que requieren modificación de la red
- c. Reconexiones
- d. Facturación errónea

La evaluación de la calidad se realiza por medio de los datos de las tablas que remiten los distribuidores en la información regulatoria establecida en la normativa, los incumplimientos de los indicadores de calidad del

servicio comercial del distribuidor dan lugar a multas, y las faltas individuales en la calidad de atención al usuario da lugar al pago de una indemnización a los usuarios. La CNEE realiza procesos de fiscalización y auditoría de dicha información regulatoria remitida por los distribuidores.

A continuación se presentan los resultados de la evaluación correspondiente al año 2013:

#### 1.2.1.1. Porcentaje de reclamos

El indicador de porcentaje de reclamos se calcula en base a la cantidad de reclamos y/o quejas recibidas en los distribuidores de forma semestral y su comparación con la cantidad de usuarios del distribuidor ( $R\% = \text{número de reclamos} / \text{usuarios}$ ). La tolerancia para el porcentaje de reclamos (R%) es del 5%.

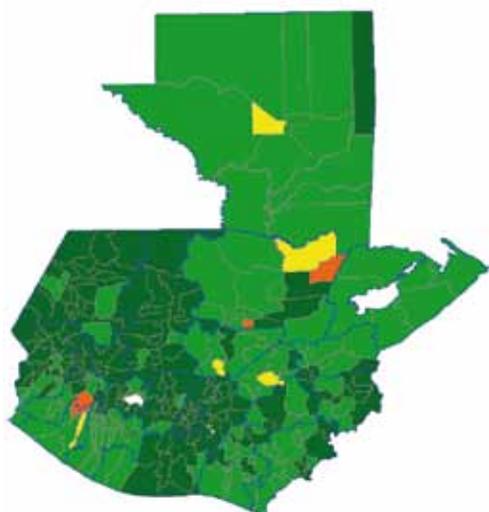
Gráfica 6. Porcentaje de reclamos por distribuidor



El porcentaje de reclamos (R%) evaluado para los dos semestres del año a las empresas distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA se mantiene dentro de la tolerancia establecida del 5%, la cual se define en el Artículo 64 de las NTSD.

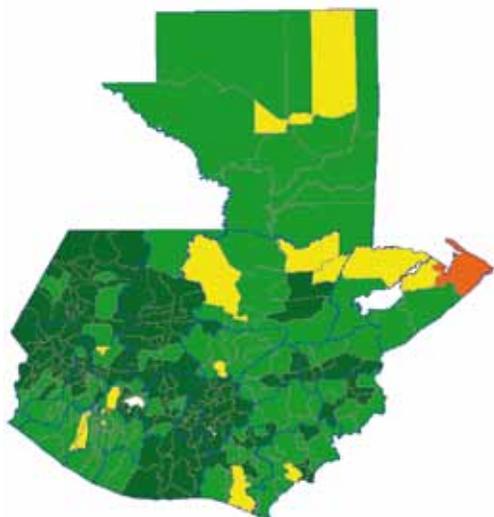
Se efectuó una evaluación por municipio con el propósito de determinar el comportamiento del indicador del porcentaje de reclamos de forma regionalizada, dando lugar a los mapas siguientes:

Ilustración 1. Mapa de calidad - porcentaje de reclamos correspondiente al primer y segundo semestre  
Porcentaje de reclamos primer semestre año 2013



0	2.50	Verde	En tolerancia
2.51	5.00	Verde	
5.01	7.50	Amarillo	Fuera de tolerancia
7.51	10.00	Naranja	
10.01	12.50	Rojo	
12.51	>12.51	Negro	

Porcentaje de reclamos segundo semestre año 2013



El mapa de calidad de tiempo de atención de reclamos presenta la identificación de áreas donde el promedio de atención de reclamos está por encima de la tolerancia individual definida de siete días.

### 1.2.1.3. Reclamos por motivo

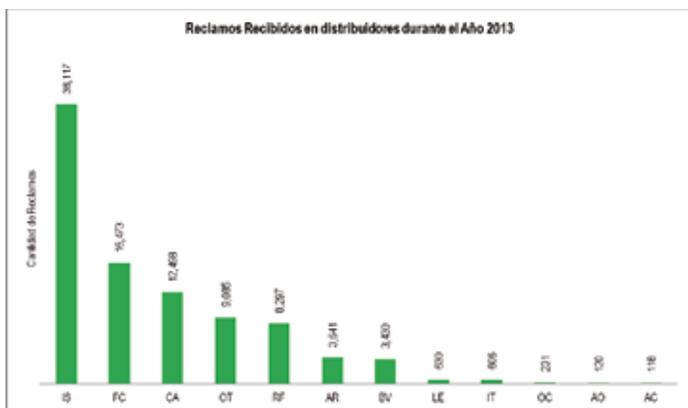
Según lo establecido en las Resoluciones CNEE-68-2001 y CNEE-90-2008 relacionadas con la atención de reclamos, existen diferentes motivos de inconformidades con la prestación del servicio de distribución, para una mejor comprensión se muestra a continuación una tabla con los tipos de motivos.

Tabla 2: Reclamos por motivo de las empresas distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA

Motivo	Descripción	EEGSA		DEOCSA		DEORSA	
		1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
AC	Atraso en la conexión	1	4	26	35	20	32
AM	Señalamiento de alteración de instrumentos de medición	-	1	-	-	-	-
AO	Mala atención en oficina	6	6	36	29	21	22
AP	Alumbrado público	-	2	-	-	-	-
AR	Atraso en reconexión	39	68	612	1,187	702	1,033
BV	Bajo voltaje	2	1	740	956	791	940
CA	Cobro alto	814	731	2,692	2,237	3,017	3,007
CF	Señalamiento consumo fraudulento	1	1	-	-	-	-
CM	Cambio de medidor	1	10	-	-	-	-
CS	No conexión del servicio	2	-	-	-	-	-
EC	Estimación de consumo	1	-	-	-	-	-
FC	Fallas del contador	-	4	4,176	5,159	3,392	3,742
FT	Falla de transformador	1	1	-	-	-	-
IS	Interrupciones del servicio	1	2	9,044	10,935	8,440	9,695
IT	Inconformidad con tarifa	1	7	67	314	89	128
LE	Lectura errónea	1	629	-	-	-	-
CR	Corte sin razón	37	-	41	51	49	53
OT	Otros motivos	-	-	3,525	3,458	972	1,130
RF	No recibe factura	-	-	1,443	1,833	2,208	2,813

Se muestra el detalle de los reclamos por motivo dando como resultado que, en los tres grandes distribuidores los usuarios presentan más inconformidades por interrupciones del servicio, seguido de fallas del contador y cobro alto respectivamente, determinado que existe una gran cantidad de interrupciones.

Gráfica8. Reclamos por motivo recibidos en distribuidores



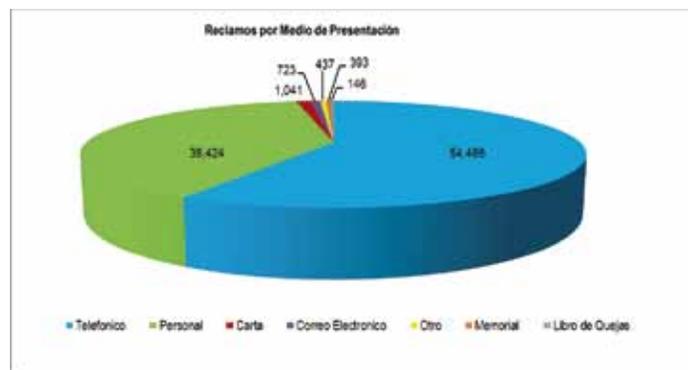
Nota: La Tabla 2 contiene el significado de las abreviaturas.

Según la información reportada por los distribuidores se graficaron los datos de reclamos por motivo, dando como resultado que el motivo por el cual los distribuidores reciben más reclamos es interrupciones del servicio con 38,117, seguido de fallas del contador con 16,473 y cobros altos con 12,498.

#### 1.2.1.4. Medio de presentación

Según lo establecido en las Resoluciones CNEE-68-2001, CNEE-90-2008 y CNEE-121-2013 relacionadas con la atención de reclamos, existen diferentes modalidades por las cuales los usuarios pueden presentar sus inconformidades al distribuidor; para una mejor comprensión a continuación se muestra una tabla con las modalidades.

Gráfica9. Reclamos por medio de presentación de EEGSA, DEOCSA y DEORSA



En relación a los medios de presentación de reclamos, según datos resultantes de la fiscalización indican que la mayor cantidad de reclamos fueron presentados por medio telefónico con un total de 54,466 reclamos, seguido de la modalidad presencial con 36,424 reclamos presentados.

Tabla 3. Reclamos por medio de presentación de EEGSA, DEOCSA y DEORSA

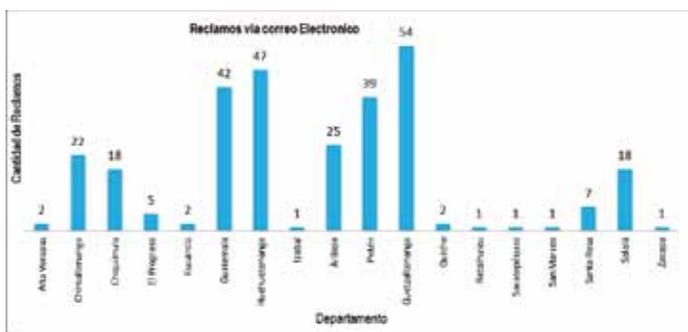
Modalidad	Descripción	EEGSA			DEOCSA			DEORSA		
		1_2013	2_2013	Total	1_2013	2_2013	Total	1_2013	2_2013	Total
EC	Carta	553	469	1,022	12	1	13	2	4	6
EE	Correo electrónico	116	149	265	46	147	193	61	204	265
EM	Memorial	0	0	0	65	76	141	170	82	252
EN	Nota	0	2	2	0	0	0	0	0	0
EO	Otro	56	48	104	110	90	200	57	76	133
EQ	Libro de quejas	84	62	146	0	0	0	0	0	0
EF	Fax	0	85	85	0	0	0	0	0	0
VP	Personal	186	627	813	9,943	11,240	21,183	6,802	7,626	14,428
VQ	Libro de quejas	0	1	1	0	0	0	0	0	0
VT	Telefónico	124	311	435	12,209	14,636	26,845	12,593	14,593	27,186
S/D	Sin dato	0	0	0	17	4	21	16	10	26
	Totales	1,119	1,754	2,873	22,402	26,194	48,596	19,701	22,595	42,296

La tabla indica el detalle de los reclamos por medio de presentación, muestra que el medio más utilizado es el telefónico.

1.2.1.5. Reclamos vía correo electrónico

La Comisión emitió la Resolución CNEE-121-2013 que contiene el procedimiento para que los usuarios e instituciones remitan sus inconformidades a los distribuidores por medio del correo electrónico, dicha resolución faculta a la CNEE a remitir con celeridad las reclamaciones de los usuarios. A continuación se presenta el detalle por departamento de los reclamos que fueron remitidos a la CNEE y trasladados para gestión por correo electrónico a los distribuidores, efectuando la verificación de la atención correspondiente:

Gráfica10. Gestiones por medio de correo electrónico por departamento



La gráfica muestra que 288 usuarios de diferentes partes del país utilizaron el servicio de atención de reclamos de CNEE a través de correo electrónico, siendo los usuarios de DEOCSA en Quetzaltenango a quienes se les gestionó la mayoría de reclamos por este medio. Este servicio entró en vigencia en Mayo con la resolución CNEE-121-2013, por tanto los datos que se presentan fueron tabulados a partir de esa fecha.

1.2.1.6. Tiempo medio de resolución de reclamos

El indicador del tiempo medio se relaciona con el tiempo en días que tarda cada distribuidor en resolver los reclamos o quejas de los usuarios por cada uno de los motivos, según la gestión efectuada para cada reclamo de forma individual, sumando la información del primero y segundo semestre. Cabe mencionar que el plazo máximo para resolver un reclamo individual es de siete días.

Tabla 4. Tiempo Medio por distribuidor

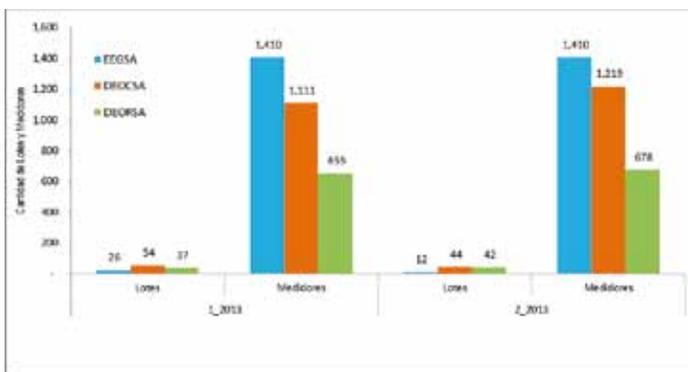
Motivo de reclamo	Descripción motivo de reclamo	EEGSA		DEOCSA		DEORSA	
		1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
AC	Atraso en la conexión	1.06	1.26	1.58	2.26	1.50	2.97
AO	Mala atención en oficina	2.82	2.76	6.11	10.93	4.19	10.50
AM	Señalamiento de alteración de instrumentos de medición	-	1.08	-	-	-	-
AP	Alumbrado público	-	1.20	-	-	-	-
AR	Atraso en reconexión	2.54	2.39	3.21	3.06	2.10	2.87
BV	Bajo voltaje	4.91	1.34	2.93	3.14	3.17	4.20
CA	Cobro alto	3.53	3.38	3.06	5.05	2.85	5.48
CF	Señalamiento consumo fraudulento	5.80	3.97	3.13	3.10	-	-
CM	Cambio de medidor	2.06	3.60	-	-	-	-
CS	No conexión del servicio	4.13	-	-	-	-	-
EC	Estimación de consumo	3.98	-	-	-	-	-
FC	Fallas del contador	-	3.86	-	-	3.31	3.98
FT	Falla de transformador	4.30	3.18	-	-	-	-
IS	Interrupciones del servicio	4.01	2.53	3.02	2.94	3.10	3.87
IT	Inconformidad con tarifa	0.20	2.04	0.45	0.40	1.93	2.06
LE	Lectura errónea	3.24	2.80	-	-	-	-
OC	Corte sin razón	2.26	1.66	2.17	2.20	2.69	2.92
OT	Otros motivos	3.15	2.56	27.56	18.74	7.62	8.69
RF	No recibe factura	1.77	2.41	0.39	0.50	0.40	0.45
RI	Cobro por reconexión injustificado	0.72	-	-	-	-	-

\*Se resaltan los valores que se encuentran fuera de la tolerancia individual para el Indicador de tiempo medio de atención de reclamos.

### 1.2.1.7. Verificación de Medidores

El Artículo 64 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución establece que los medidores de los usuarios con potencia hasta 11 kW pueden tener un error máximo de 3% y los medidores de los usuarios con potencia mayor a 11 kW pueden tener un error máximo de 2%. El Artículo 65 indica que la verificación de la precisión del medidor se hará por medio de muestreos mensuales y los distribuidores deberán proponer a la Comisión el plan de muestreo en forma semestral, con tres meses de anticipación.

Gráfica 11. Medidores y lotes verificados por distribuidor en el primer y segundo semestre del año



A lo largo del año la CNEE continuó supervisando la verificación de medidores que realizan los distribuidores de energía eléctrica, las mismas verificaron en los dos semestres 6,483 medidores, como se observa en la gráfica anterior.

Tabla 5. Monto acumulado de medidores verificados en años anteriores y el año 2013

Distribuidor	Lotes Verificados	Medidores verificados	Medidores Totales	Lotes Totales
EEGSA	38	2,820	7,687	122
DEOCSA	98	2,330	4,442	175
DEORSA	79	1,333	2,589	185

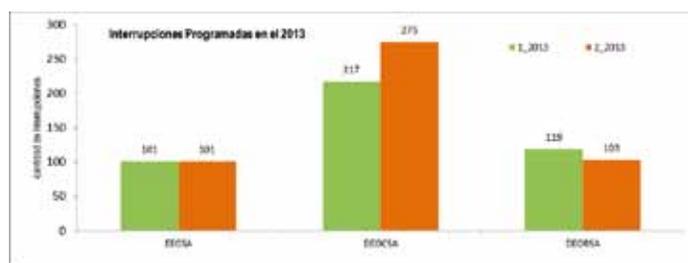
Según la norma, se deben efectuar planes quinquenales para verificar la totalidad de lotes de medidores de los distribuidores. Los planes quinquenales que actualmente se encuentran en verificación dieron inicio en el año 2012. A finales del año 2013 se verificaron un total acumulado de 14,718 medidores en los tres grandes distribuidores del país, los cuales pertenecen a 482 lotes.

Como resultado de la fiscalización efectuada por la CNEE se resolvió el incumplimiento a las tolerancias establecidas en la normativa para 98 Lotes de Medidores, que representan a 105,497 medidores de los distribuidores DEOCSA y DEORSA. Dichos distribuidores han presentado a requerimiento de CNEE el plan de sustitución de los 105,497 medidores que pertenecen a los lotes identificados como fuera de tolerancia iniciando la sustitución en el año 2014.

### 1.2.1.8. Interrupciones programadas

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución establecen en el Artículo 64 que las interrupciones programadas del servicio de energía eléctrica deben ser notificadas con 48 horas de anticipación y, en tabla de interrupciones programadas (Interr\_programadas). En la resolución CNEE-68-2001 está contemplada la información que deben remitir los distribuidores a la CNEE para la evaluación del indicador.

Gráfica 12. Interrupciones programadas por distribuidor



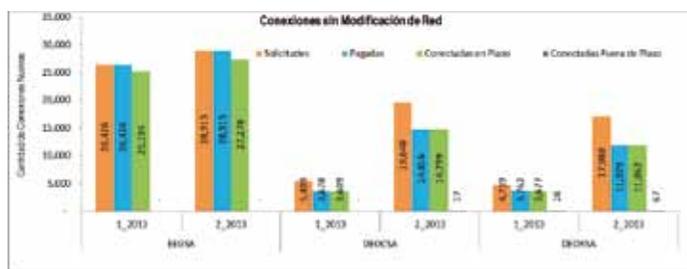
Los distribuidores reportaron a la CNEE un total de 202 interrupciones programadas en el área de EEGSA, 492 en DEOCSA y 222 en el área de cobertura de DEORSA, dicha información se puede observar en la gráfica anterior, la cual contiene los datos remitidos por cada distribuidor en la información regulatoria.

1.2.2. Indicadores de calidad de la atención al usuario

1.2.2.1. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red

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 cuentan con un plazo máximo de veintiocho días para efectuar la conexión del servicio. La CNEE de conformidad con sus facultades, ha dado seguimiento a dicho indicador y presenta a continuación los resultados de la evaluación del primer y segundo semestre del año.

Gráfica13. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red por distribuidor



Se presenta información de las conexiones sin modificación de red de los tres grandes distribuidores, observándose que existen 96,806 solicitudes de servicios nuevos durante el año; de las cuales, cancelaron el depósito de garantía 89,524, realizando los distribuidores 86,419 conexiones en plazo y 100 fuera del plazo de veintiocho días. Los casos que se han determinado fuera del plazo establecido están contenidos en los procesos de fiscalización donde se solicita la indemnización correspondiente en cumplimiento al Artículo 71 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. La información reportada por los distribuidores está sujeta a los procesos de fiscalización y auditoría que la CNEE realiza y puede sufrir cambios.

Tabla 6. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red de EEGSA

Departamento	Solicitudes totales		Pagadas		Conectadas fuera de plazo		Conectadas en plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Escuintla	3,903	3,547	3,903	3,547	-	-	3,767	3,365
Guatemala	18,384	21,474	18,384	21,474	-	-	17,692	20,451
Sacatepéquez	2,374	2,097	2,374	2,097	-	-	2,268	1,998

El resultado 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 indica que, el departamento de Guatemala tiene 39,858 solicitudes realizadas de las cuales, 38,153 se concretaron no teniendo para este período conexiones fuera de plazo.

Tabla 7. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red de DEOCSA

Departamento	Solicitudes totales		Pagadas		Conectadas fuera de plazo		Conectadas en plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Chimaltenango	649	1,318	132	1,318	-	2	474	1,316
Escuintla	104	198	17	198	-	-	57	198
Huehuetenango	826	1,704	125	1,704	-	1	441	1,703
Quetzaltenango	780	1,564	105	1,564	-	1	535	1,563
Quiché	533	1,032	64	1,032	-	-	325	1,032
Retalhuleu	313	597	132	597	-	2	198	595
Sacatepéquez	1	59	-	59	-	-	1	59
San Marcos	769	2,012	125	2,012	1	6	523	2,006
Sololá	309	739	58	738	-	1	233	737
Suchitepéquez	659	1,477	257	1,476	2	5	494	1,471
Totonicapán	429	1,022	70	1,022	-	12	301	1,010

En la tabla se observa el 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 DEOCSA. Los departamentos de Totonicapán y San Marcos tienen respectivamente 12 y 7 conexiones realizadas fuera del plazo establecido de 28 días, seguidos de Suchitepéquez con 5 fuera de plazo.

Tabla 8. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red de DEORSA

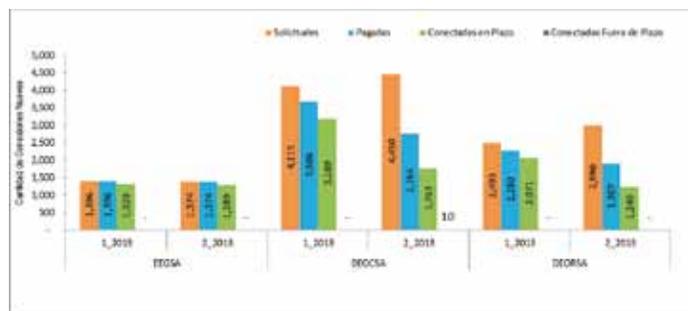
Departamento	Solicitudes totales		Pagadas		Conexiones fuera de plazo		Conexiones en plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Alta Verapaz	696	1,356	43	1,356	-	-	444	1,356
Baja Verapaz	251	826	42	826	-	-	204	826
Chiquimula	598	1,313	318	1,313	-	8	305	1,305
El Progreso	232	355	29	355	1	9	170	345
Escuintla	8	10	1	10	-	-	6	10
Guatemala	13	41	4	41	-	6	10	35
Izabal	298	733	73	733	-	15	277	716
Jalapa	314	567	156	567	-	-	258	545
Jutiapa	800	1,543	168	1,543	3	7	589	1,532
Petén	628	1,232	177	1,232	10	9	477	1,214
Quiché	64	186	3	186	-	-	57	186
Santa Rosa	600	1,012	144	1,012	-	13	479	985
Zacapa	156	364	89	364	-	-	146	363

En el área de Nor-Oriente se observa que los departamentos de Izabal y Santa Rosa son los que tienen la mayor cantidad de conexiones realizadas fuera de plazo, con un total de 15 y 13 respectivamente, seguidos de El progreso y Chiquimula con un total de 9 y 8 conexiones realizadas fuera de plazo.

### 1.2.2.2. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red

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

Gráfica14. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red por distribuidor



La gráfica muestra la información de las conexiones con modificación de red de EEGSA, DEOCSA y DEORSA, donde se observa que existen 16,818 solicitudes de servicios nuevos, de las cuales cancelaron el depósito de garantía 13,107, realizando en plazo la cantidad de 10,881 conexiones y 10 fuera del plazo de 3 meses. Los casos que se han determinado fuera del plazo establecido, están contenidos en los procesos de fiscalización donde se solicita la indemnización correspondiente en cumplimiento al Artículo 71 de las NTSD; adicionalmente la Comisión ha requerido a los distribuidores la agilización de las gestiones de solicitudes pendientes. La información reportada por los distribuidores está sujeta a los procesos de fiscalización y auditoría que la CNEE realiza y puede sufrir cambios.

Tabla 9. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red de EEGSA

Departamento	Solicitudes totales		Pagadas		Conexiones fuera de plazo		Conexiones en plazo	
	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013
Chimaltenango	202	167	202	167	-	-	190	157
Escuintla	946	990	946	990	-	-	891	932
Huehuetenango	117	103	117	103	-	-	114	96

La gráfica muestra el resultado del indicador de solicitudes de servicios nuevos que requieren modificación a la red, aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de EEGSA. La misma indica que el departamento de Guatemala tiene 1,936 solicitudes realizadas, de las cuales 1,823 se concretaron no habiendo

reportado para éste periodo conexiones fuera de plazo. Tabla 10. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red de DEOCSA

Departamento	Solicitudes totales		Pagadas		Conexiones fuera de plazo		Conexiones en plazo	
	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013
Chimaltenango	152	199	134	197	-	-	123	196
Escuintla	20	12	20	12	-	-	16	12
Huehuetenango	2,030	305	2,023	303	-	-	1,991	294
Quetzaltenango	142	170	138	166	-	7	122	162
Quiché	274	132	266	131	-	-	218	131
Retalhuleu	58	75	57	75	-	1	57	74
San Marcos	566	134	560	133	-	-	346	133
Sololá	77	157	61	157	-	8	35	145
Suchitupéquez	221	147	209	147	-	2	205	145
Totonicapán	51	55	51	55	-	-	41	54

Se observa que en los departamentos de Quetzaltenango y Sololá fueron reportadas conexiones con modificación de red realizadas fuera del plazo de tres meses establecido en el Artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, las cuales están contenidas en los procesos de fiscalización que realiza la CNEE. Tabla 11. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red de DEORSA

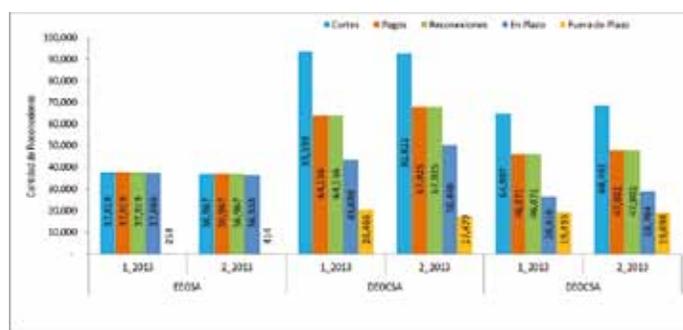
Departamento	Solicitudes totales		Pagadas		Fuera de plazo		En plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Alta Verapaz	902	171	895	165	1	-	886	168
Baja Verapaz	226	73	224	72	-	-	224	72
Chiquimula	166	70	160	70	-	-	155	70
El Progreso	19	8	18	8	-	-	16	8
Escuintla	1	1	1	1	-	-	1	1
Guatemala	3	3	2	3	-	-	2	3
Izabal	135	39	125	38	-	-	124	31
Jalapa	219	53	218	53	-	-	207	53
Jutiapa	282	60	261	59	-	-	174	60
Petén	98	138	97	136	1	1	79	137
Quiché	7	12	6	11	-	-	4	12
Santa Rosa	207	130	188	126	-	-	168	130
Zacapa	15	11	12	11	-	-	8	11

Según el cálculo del indicador de solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación a la red, establecido por departamentos en el área de cobertura de DEORSA, que se muestra en la tabla anterior, en Alta Verapaz y Petén es donde se reportaron conexiones fuera del plazo establecido de 3 meses, de acuerdo al Artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

### 1.2.2.3. Reconexiones

El Artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que los distribuidores tienen 24 horas como plazo máximo para las reconexiones. La CNEE realiza la verificación del cumplimiento de lo establecido para este indicador. A continuación la información de la evaluación realizada.

Gráfica 15. Reconexiones por distribuidor



De acuerdo a los resultados del indicador de reconexiones para EEGSA, DEOCSA y DEORSA, se puede apreciar la cantidad de cortes del servicio, pagos de reconexión y cantidad de usuarios a los cuales les fue restablecido el servicio durante el año en mención. Se observa en total 77,165 reconexiones fuera de plazo, la CNEE ha iniciado procesos de fiscalización donde se ha requerido a los distribuidores la acreditación de indemnizaciones por las transgresiones a los plazos de atención de este indicador.

Tabla 12. Reconexiones por departamentos del área de cobertura de EEGSA

Departamento	Cortes		Pagos		Reconexiones en plazo		Reconexiones fuera de plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Chimaltenango	-	16	-	16	-	16	-	-
Escuintla	3,218	3,920	3,218	3,920	3,191	3,888	27	32
Guatemala	31,463	29,966	31,463	29,966	31,255	29,619	208	347
Sacatepéquez	2,420	2,481	2,420	2,481	2,409	2,452	11	29

De acuerdo a los resultados del indicador de reconexiones aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de EEGSA, se puede apreciar que de 73,468 cortes del servicio que realizaron el pago por reconexiones, les fue restablecido el servicio fuera de plazo a 654 durante el año en mención.

Tabla 13. Reconexiones por departamentos del área de cobertura de DEOCSA

Departamento	Cortes		Pagos		Reconexiones en plazo		Reconexiones fuera de plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Chimaltenango	6,849	6,499	6,084	5,622	4,776	4,860	1,308	762
Escuintla	5,159	4,860	3,223	3,534	2,529	1,893	694	1,641
Huehuetenango	6,832	8,262	3,873	5,836	1,037	2,821	2,836	3,015
Quetzaltenango	13,966	12,717	11,004	10,603	6,962	7,547	4,042	3,056
Quiché	7,247	6,891	5,681	5,791	3,659	4,418	2,022	1,373
Retalhuleu	5,128	5,600	3,730	4,141	2,816	3,033	914	1,108
Sacatepéquez	1	1	-	1	-	1	-	-
San Marcos	10,785	10,005	4,764	6,117	3,007	3,939	1,757	2,178
Sololá	5,221	5,113	4,354	4,200	2,950	3,475	1,404	725
Suchitupéquez	13,802	13,247	10,623	10,886	8,878	8,112	1,745	2,774
Totonicapán	11,202	10,715	9,100	9,500	5,873	9,126	3,227	374

Como Resultado de los cálculos realizados, en la tabla se muestra el resumen del indicador de reconexiones aplicado a cada uno de los departamentos del área de cobertura de DEOCSA. Los departamentos de Quetzaltenango, Huehuetenango y Totonicapán superan las 3,000 reconexiones fuera de plazo en los semestres evaluados.

Tabla 14. Reconexiones por departamentos del área de cobertura de DEORSA

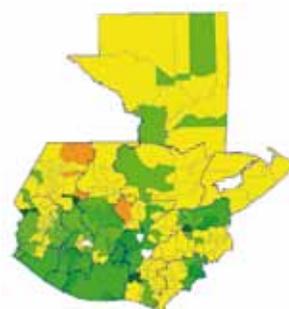
Departamento	Cortes		Pagos		Reconexiones en plazo		Reconexiones fuera de plazo	
	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013	1_2013	2_2013
Alta Verapaz	13,811	11,108	8,952	8,283	5,292	5,550	3,660	2,733
Baja Verapaz	4,022	3,834	3,218	3,166	2,094	2,369	1,124	797
Chiquimula	4,001	4,808	3,478	3,902	2,453	3,193	1,025	709
El Progreso	2,080	1,709	1,499	1,319	1,108	1,119	391	200
Escuintla	62	64	50	42	23	14	27	28
Guatemala	328	267	252	195	105	46	147	149
Izabal	5,675	5,806	4,279	3,984	2,485	2,001	1,794	1,983
Jalapa	1,947	2,477	1,526	1,791	634	795	892	996
Jutiapa	7,661	9,043	6,073	6,718	3,137	3,532	2,936	3,186
Petén	8,856	10,727	7,163	8,333	4,321	4,875	2,842	3,458
Quiché	2,127	2,214	1,580	1,877	1,007	1,113	573	764
Santa Rosa	7,518	7,404	5,704	5,484	2,355	1,981	3,349	3,503
Zacapa	1,271	2,310	744	1,602	624	1,405	120	197

En la tabla se muestran los datos del indicador de reconexiones de DEORSA y el resumen de cada uno de los departamentos que se encuentran en el área de cobertura del distribuidor. Los departamentos de Alta Vera-

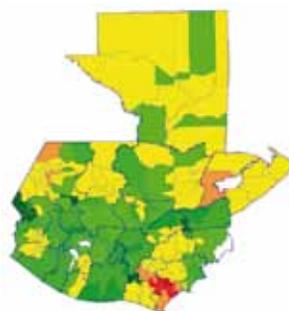
paz, Santa Rosa, Jutiapa y Petén muestran la mayor cantidad de reconexiones efectuadas fuera del plazo establecido en el Artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, superando 3,000 reconexiones en más de 24 horas.

Ilustración 3. Mapa de calidad del tiempo promedio de atención de reconexiones por municipio

Reconexiones de servicio  
PRIMER SEMESTRE AÑO 2013



Reconexiones de servicio  
SEGUNDO SEMESTRE AÑO 2013



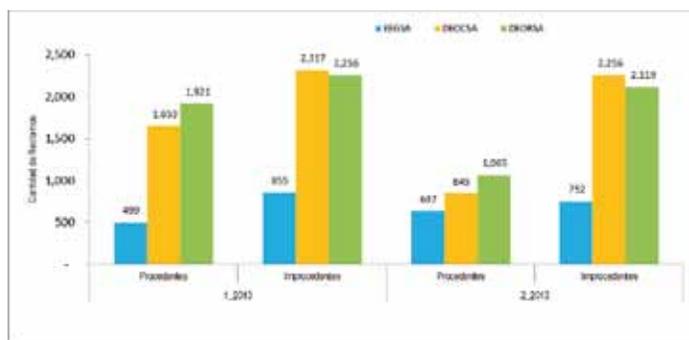
Rango en horas		Resultado	Colores
1	6	25% del plazo de tolerancia	
7	12	50% del plazo de tolerancia	
13	18	75% del plazo de tolerancia	
19	24	hasta la tolerancia	
más de 24 horas		Fuera de tolerancia	
más de 48 horas		Fuera de tolerancia	
más de 72 horas		Fuera de tolerancia	
más de 120 horas		Fuera de tolerancia	

De acuerdo a los mapas del indicador de reconexiones puede observarse que el valor promedio del tiempo de atención por municipio varía. El color verde indica que el distribuidor realizó la reconexión en el plazo aprobado; mientras que los colores amarillo, naranja y rojo muestran que en esas zonas las reconexiones superan la tolerancia de la normativa. Al evaluar los dos semestres, se concluye que en el 50% de los municipios existe un promedio de tiempo de reconexión superior a las 24 horas.

#### 1.2.2.4. Facturación errónea

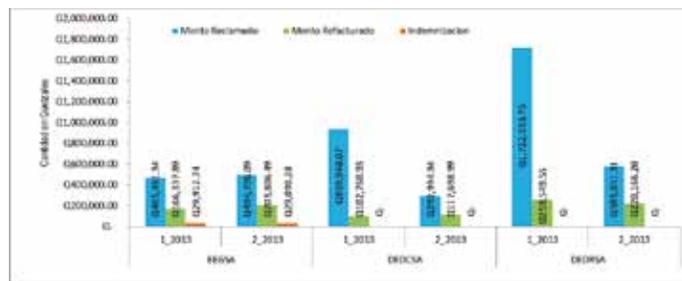
Según el Artículo 71 de las NTSD, los distribuidores tienen que corregir los errores de facturación en la próxima factura e indemnizar a los usuarios afectados con el 10% del monto de la factura donde se detectó el error, durante el año 2013 la CNEE realizó la fiscalización de este indicador dando como resultado los siguientes datos.

Gráfica16. Reclamos por facturación procedentes e improcedentes por distribuidor



De acuerdo a la gráfica anterior los reclamos procedentes e improcedentes remitidos por los distribuidores en la información regulatoria, EEGSA recibió 1,136 reclamos procedentes, DEOCSA recibió 2,498 reclamos procedentes y 2,986 de DEORSA.

Gráfica17. Montos de facturación errónea por distribuidor



Se realizó el cálculo de los montos reclamados por errores en la facturación de los usuarios, montos re facturados y montos indemnizados por dichos errores. EEGSA reporta que indemnizó un monto de Q. 29,912.74 en el primer semestre y Q. 29,090.28 en el segundo semestre. Actualmente existen procesos iniciados por CNEE relacionados con indemnización de facturación errónea del año 2013 que se encuentran en gestión de indemnización.

#### 1.2.3. Encuesta de calidad

En cumplimiento a lo establecido con el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años la CNEE 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 durante el año. Esta encuesta se lleva a cabo por empresas especializadas en realización de la misma.

Tabla 15. Resultados de la encuesta de calidad correspondiente al año 2013

No.	Empresa	% Promedio de Satisfacción de la encuesta	Promedio Verano	Promedio Invierno	% Satisfacción CPT		% Satisfacción CST		% Satisfacción CC	
					Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
1	Area Central EECGSA	88.96%	88.59%	89.33%	85.43%	90.00%	87.86%	83.00%	92.49%	95.00%
2	Area Occidental ENECUGATE	81.75%	79.55%	83.96%	73.49%	81.67%	77.60%	74.00%	87.55%	96.20%
3	Area Oriental ENECUGATE	84.48%	81.80%	87.16%	77.53%	85.67%	75.60%	80.00%	92.25%	95.80%
4	Guastatoya	88.02%	83.60%	90.44%	92.13%	87.33%	79.51%	93.00%	83.15%	91.00%
5	Guastatoya	82.16%	77.10%	87.22%	80.56%	88.67%	67.96%	78.00%	82.79%	95.00%
6	Huehuetenango	67.77%	63.27%	72.27%	50.67%	64.56%	51.17%	66.17%	87.97%	86.09%
7	Ixcán	80.44%	80.82%	80.07%	74.22%	76.00%	77.18%	78.00%	91.05%	86.20%
8	Jalapa	88.96%	90.58%	87.34%	89.25%	87.33%	92.84%	81.50%	89.65%	93.20%
9	Jayabaj	79.84%	75.99%	83.69%	61.67%	90.00%	68.50%	72.50%	97.80%	88.57%
10	Patulul	71.01%	67.82%	74.83%	49.43%	45.99%	70.82%	82.09%	82.10%	98.00%
11	Puerto Barrios	57.35%	55.29%	59.42%	39.11%	42.55%	56.50%	46.67%	70.26%	89.03%
12	Quetzaltenango*	36.16%	0.00%	36.16%	0.00%	41.11%	0.00%	90.34%	0.00%	85.47%
13	Retalhuleu	61.84%	61.76%	61.93%	52.56%	49.11%	49.34%	51.34%	83.39%	85.34%
14	San Marcos	89.27%	90.47%	88.06%	81.92%	93.67%	90.95%	74.50%	98.55%	96.00%
15	San Pedro Pinola	83.33%	87.08%	83.52%	89.42%	83.67%	87.70%	76.50%	86.13%	91.40%
16	San Pedro Sacatepéquez	70.93%	73.02%	68.84%	68.33%	55.89%	67.00%	63.67%	83.74%	86.97%
17	Santa Eulalia	84.89%	89.69%	80.09%	83.45%	82.67%	92.60%	67.00%	93.03%	90.60%
18	Tacaná	78.41%	73.82%	83.00%	68.98%	98.00%	75.25%	73.00%	77.23%	78.00%
19	Zacapa	87.50%	86.49%	88.51%	86.30%	89.33%	79.13%	88.00%	94.05%	88.20%

\*EEM de Quetzaltenango realizó únicamente la segunda fase (invierno)

### 1.3. Calidad de producto técnico de distribución

Como parte de sus funciones la CNEE debe velar por el cumplimiento de las tolerancias de calidad del servicio de energía eléctrica; por tanto periódicamente, evalúa la calidad del producto suministrado por el distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala. La Calidad del producto técnico se relaciona a 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. La calidad del producto 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 en las redes de distribución y/o transporte. La CNEE 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.

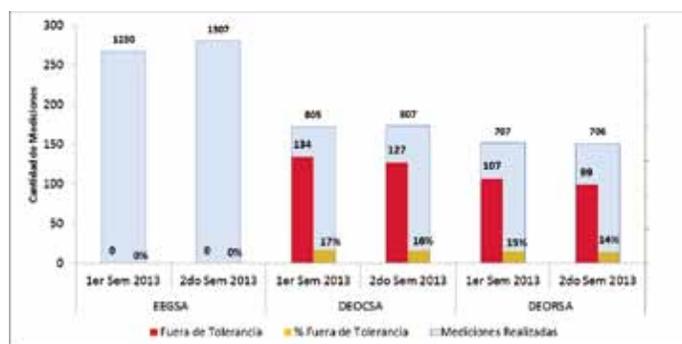
La información contenida en este apartado ha sido generada por los distribuidores y trasladada a la CNEE de acuerdo a la metodología para el control de la calidad del producto técnico de distribución según se

indica en la 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, pudiendo existir variaciones en los valores presentados.

#### 1.3.1. Regulación de tensión

El control del parámetro de regulación de tensión se realiza por medio del sistema de medición y control de la calidad del servicio energía eléctrica a través de la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE 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. La CNEE supervisa mensualmente la ejecución de una muestra de estas mediciones con el propósito de garantizar la integridad de la información.

Gráfica 18. Mediciones de regulación de tensión-por distribuidor (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)

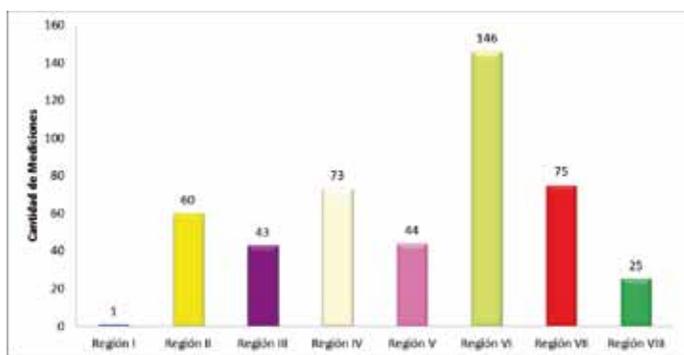


La gráfica anterior muestra el número de mediciones realizadas por los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA en cada uno de los semestres del año. Adicionalmente se muestra el número total de mediciones fuera de tolerancia en color rojo, así como el porcentaje

que representa en color naranja. La cantidad de mediciones se calcula en función de los circuitos que poseen los distribuidores; en éste caso EEGSA es el distribuidor que posee un mayor número de circuitos y por ende debe efectuar mediciones adicionales a las que efectúa para los puntos obligatorios remitidos por CNEE.

La CNEE ha realizado no sólo el análisis por cantidad de mediciones efectuadas y mediciones fuera de tolerancia; si no también, en informes anteriores, el análisis de indicadores por regiones. A continuación se presenta los resultados de mediciones fuera de tolerancia por región.

Gráfica19. Mediciones fuera de tolerancia - Regulación de tensión



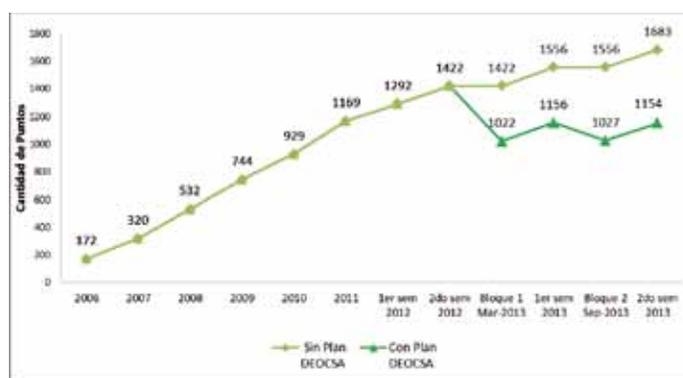
De acuerdo a la gráfica se determina que la región I es la región con menos mediciones fuera de tolerancia, las regiones IV, VI y VII son las que registran un mayor número de mediciones fuera de tolerancia.

### 1.3.2. Plan de mejora de calidad de producto técnico

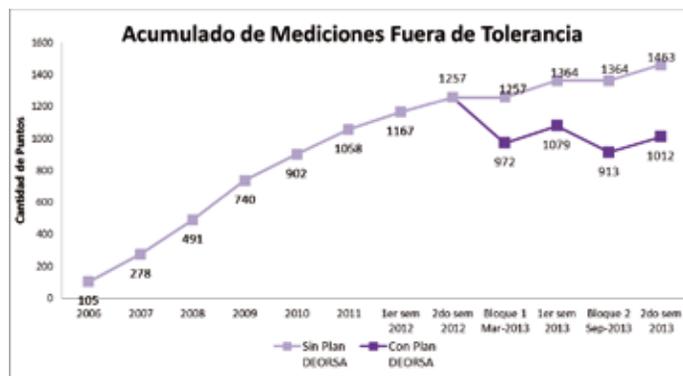
A inicios del año 2013 los distribuidores DEOCOSA y DEORSA presentaban un número acumulado considerable de mediciones que transgredían la tolerancia del indicador de regulación de tensión, tomando como referencia desde el año 2006; fue por ello que la CNEE requirió que presentaran un plan para ejecutar acciones

a efecto de corregir los puntos con transgresión a la calidad de producto técnico. Como resultado de este requerimiento los distribuidores entregaron a la CNEE un plan de mejora que inició en éste año y se encuentra en ejecución. El resultado de este plan ha cambiado la tendencia de acumulación de puntos fuera de tolerancia de años anteriores que no eran corregidos, obteniendo los resultados siguientes:

Gráfica20. Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia de la distribuidora DEOCOSA - Regulación de tensión



Gráfica21. Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia de la distribuidora DEORSA - Regulación de Tensión



Los puntos que identifican bloques se refieren al envío de pruebas por parte de los distribuidores después de haber efectuado las correcciones en los puntos con

mala calidad de producto técnico (Regulación de tensión). La evaluación del primer y segundo semestre dio lugar a incluir nuevas mediciones fuera de tolerancia, resultantes del proceso de control establecido en la normativa. A inicios de 2014 se requirió un nuevo plan de mejora, a efecto de corregir los puntos fuera de tolerancia que fueron identificados en el segundo semestre del año 2013.

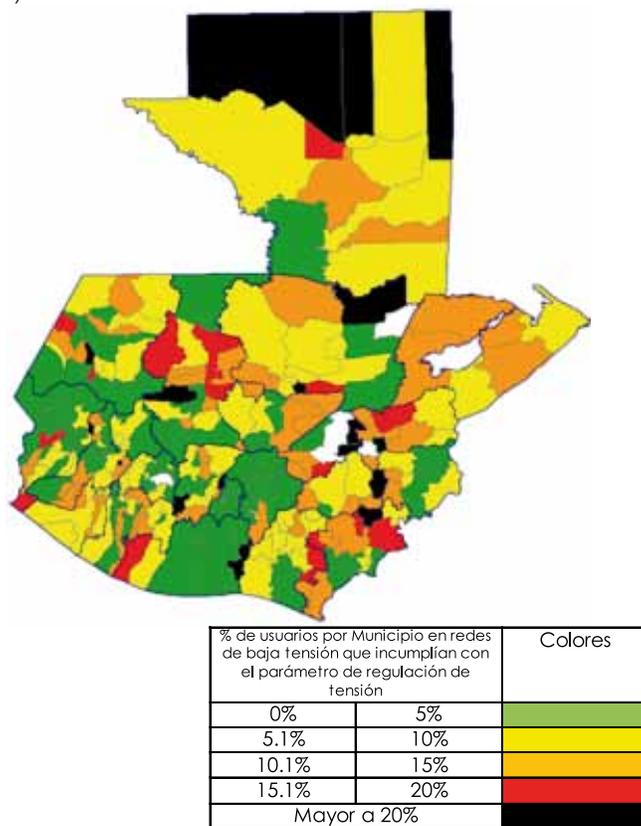
Las gráficas anteriores muestran la tendencia del acumulado de puntos que transgredían tolerancia para el indicador de regulación de tensión, los colores claros denotan la tendencia de crecimiento semestral sin la existencia de un plan de mejora. Se puede observar que existe un cambio en la tendencia acumulativa de puntos fuera de tolerancia, la cual está representada por los colores oscuros.

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 de 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 tienen mala calidad de producto, y los usuarios conectados “aguas arriba” de la medición efectuada, es posible que tengan una calidad que transgreda la tolerancia de calidad de producto técnico. La cuantificación de usuarios en dichas redes con puntos que transgreden la tolerancia se presenta a continuación.

Tabla 16. Plan de mejora

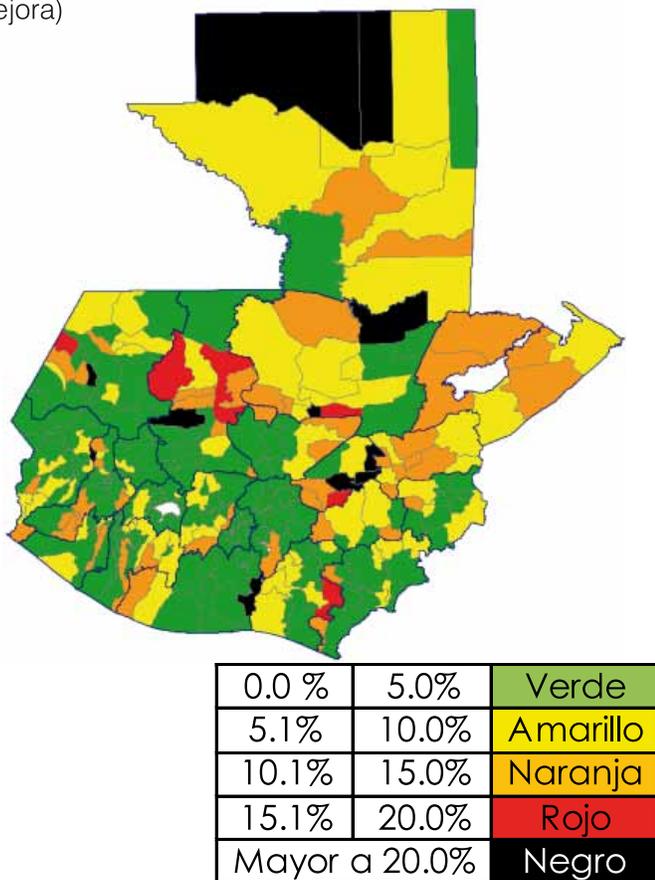
Distribuidor	Sin plan de mejora (Diciembre 2013)	Con plan de mejora (Diciembre 2013)
EEGSA	0	0
DEOCSA	67,085	51,120
DEORSA	61,965	41,962
TOTAL	129,050	93,082

El efecto del plan de mejora y el significado de los usuarios en redes de baja tensión que se identifican con mala calidad se presenta en los siguientes mapas, donde se grafica el porcentaje de usuarios identificados en redes que transgreden las tolerancias establecidas. Ilustración 4. Porcentaje de usuarios por municipio en redes de baja tensión que incumplían con el parámetro de regulación de tensión (Antes del plan de mejora CPT)



En el mapa anterior, puede observarse 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. Estos datos no consideran los planes de mejora solicitados por la CNEE a los distribuidores.

Ilustración 5. Porcentaje de usuarios por municipio en redes de baja tensión que incumplen con el 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 CPT. 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 estos casos con mala calidad, debiendo efectuar la acreditación de las indemnizaciones que correspondan a los usuarios medidos.

### 1.3.3. Indicadores globales de calidad de producto técnico

Se procedió a realizar el cálculo de los indicadores globales de calidad de producto técnico los cuáles se efectúan utilizando las formulas establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. La normativa contempla el cálculo de los indicadores FEBB, FEBPER, FEBnoPER, FEBPB y FE ECB; sin embargo, únicamente establece tolerancia para el FEBnoPER, los demás indicadores son utilizados para cálculos de la indemnización.

A continuación se presenta un breve resumen de la forma de cálculo de los indicadores globales de calidad de producto técnico.

El cálculo del indicador global FEBnoPER se llevó a cabo con la información de las mediciones remitidas mensualmente por los distribuidores; en dicho análisis se determinaron los siguientes porcentajes para el primer y segundo semestre:

Gráfica 22. Indicador global FEBnoPER



La tolerancia establecida en las NTSD para este indicador está marcada en la gráfica con una línea color naranja y es del 5%. De acuerdo al cálculo efectuado se puede determinar que durante el año 2013 los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA no transgredieron la tolerancia para el indicador FEBnoPER en ninguno de los semestres.

Frecuencia equivalente por banda de tensión fuera de las tolerancias establecidas.

Este indicador hace referencia a la banda de desviación que es más frecuente dentro del indicador FEBnoPER, es decir 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.

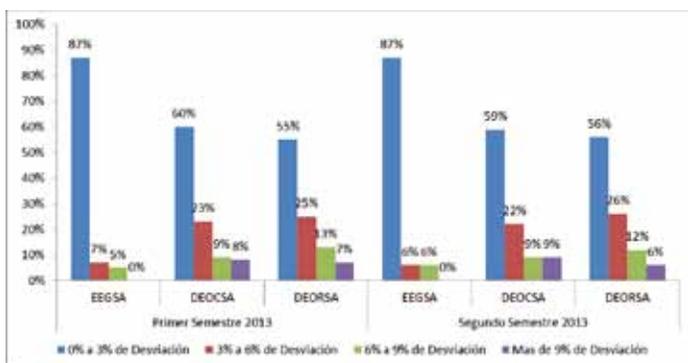
Tabla 17. Banda desviación distribuidores

Banda de desviación	Primer Semestre 2013			Segundo Semestre 2013		
	EEGSA	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
FEBPB_1 0% a 1% de desviación	57%	27%	25%	62%	28%	26%
FEBPB_2 1% a 2% de desviación	19%	20%	17%	19%	19%	18%
FEBPB_3 2% a 3% de desviación	11%	13%	13%	6%	12%	12%
FEBPB_4 3% a 4% de desviación	3%	10%	10%	3%	9%	10%
FEBPB_5 4% a 5% de desviación	1%	7%	8%	1%	8%	9%
FEBPB_6 5% a 6% de desviación	3%	6%	7%	2%	5%	7%
FEBPB_7 6% a 7% de desviación	3%	4%	5%	4%	4%	5%
FEBPB_8 7% a 8% de desviación	2%	3%	5%	2%	3%	4%
FEBPB_9 8% a 9% de desviación	0%	2%	3%	0%	2%	3%
FEBPB_10 9% a 10% de desviación	0%	2%	2%	0%	2%	2%
FEBPB_11 mayor a 10% de desviación	0%	6%	5%	0%	7%	4%

Como se puede observar en la tabla presentada los distribuidores DEOCSA y DEORSA presentan desviaciones del más del 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.

Gráfica23. Frecuencia equivalente por banda de tensión fuera de las tolerancias establecidas



#### 1.4. Calidad de servicio técnico de distribución

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.

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

En el presente informe 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, es decir que los mismos no incluyen las interrupciones calificadas como fuerza mayor por la CNEE.

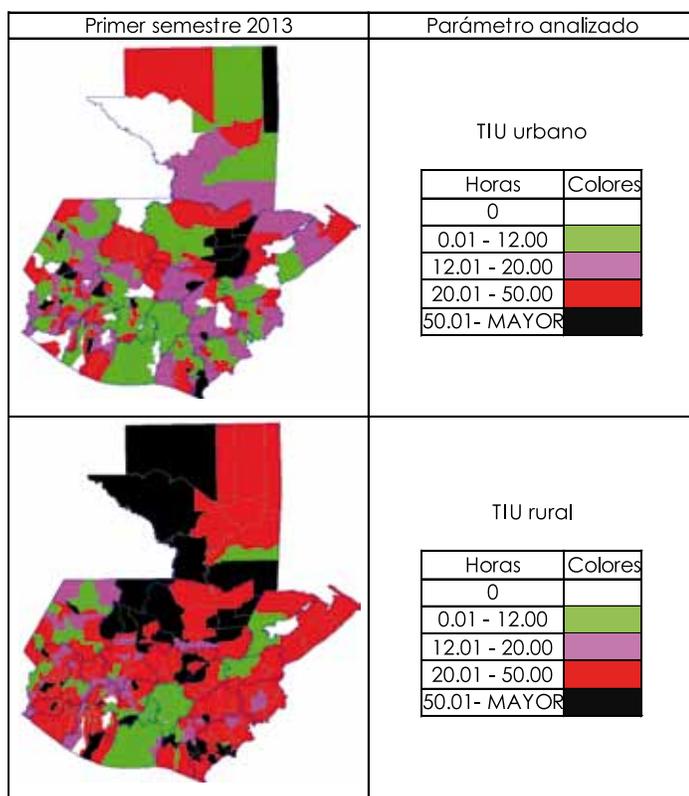
Se presentan los resultados del análisis del primer semestre, los correspondientes al segundo semestre están a la espera de culminar con el proceso de evaluación de fuerza mayor.

##### 1.4.1. Tiempo de interrupción por usuario (TIU)

Los mapas a continuación representan el promedio por municipio del tiempo de interrupciones por usuario el cual se mide en horas. Los usuarios clasificados como rurales son los más afectados en cuanto a la duración de las interrupciones. Los municipios en blanco se refieren a la carencia de usuarios en las categorías de urbano o rural, dependiendo de cada caso. Para efectos de visualización se consideró que la desagregación por municipio era la más idónea, siendo más represen

tativa a efectos de observar las condiciones de calidad.

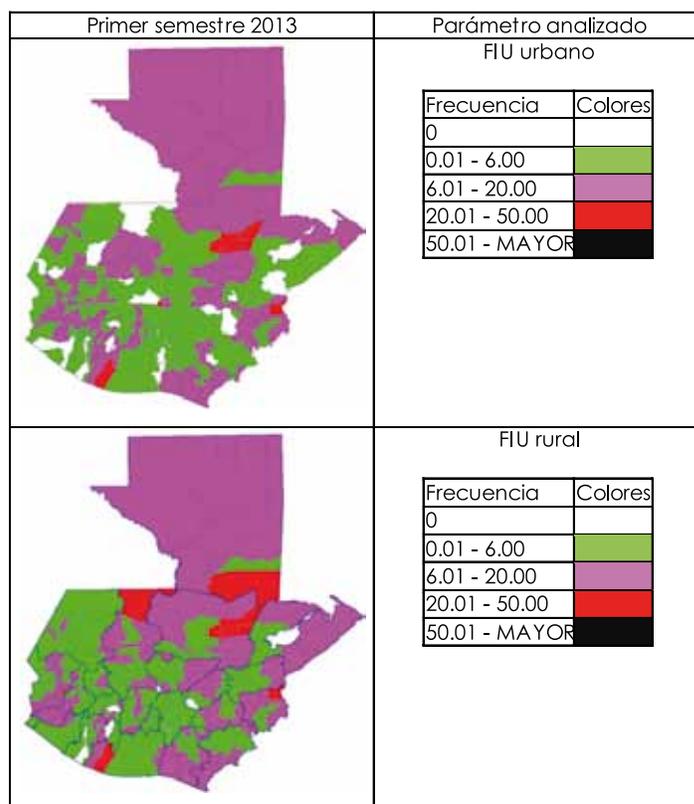
Ilustración 6. Gráficas de valores individuales promedio de tiempo de interrupción por Usuario (Horas fuera de servicio) - TIU - en el área urbana y rural.



#### 1.4.2. Frecuencia de interrupción por usuario (FIU)

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

Ilustración 7. Gráficas de valores individuales promedio de tiempo de Interrupción por usuario (Horas fuera de servicio) - TIU - en el área urbana y rural



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

#### 1.4.3. Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

El parámetro TTIK se mide en función de los kVA instalados en la red y el tiempo que los kVA fueron afectados por las interrupciones. La norma establece distintos valores de tolerancia según sea el tipo de red evaluada, es por ello que las tablas presentan valores desagregados en urbano interno, rural interno y externo.

Tabla 18. Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

Distribuidor	TTIKui	TTIKri	TTIKe
EEGSA	1.04	3.25	0.23
DEOCSA	5.30	9.13	15.37
DEORSA	5.66	10.25	20.84

1.4.4. Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK)

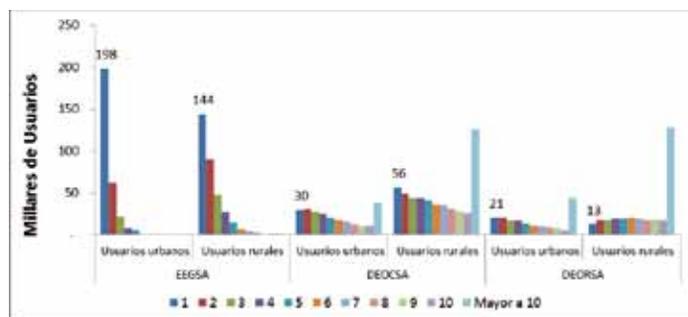
El parámetro FMIK representa la frecuencia de interrupciones media por kVA, este indicador relaciona los kVA de la red y la cantidad de kVA afectados por cada interrupción suscitada en el semestre. Los datos a continuación corresponden al primer semestre y muestran que EEGSA mantiene valores por debajo de 2, DEOCSA y DEORSA presentan valores entre 1.84 y 7.05. Para este parámetro también se incluyen valores desagregados en urbano interno, rural interno y externo.

Tabla 19. Frecuencia total de interrupción por kVA (TTIK)

Distribuidor	FMIKui	FMIKri	FMIKe
EEGSA	0.67	1.59	0.07
DEOCSA	1.84	2.20	5.47
DEORSA	1.91	2.75	7.05

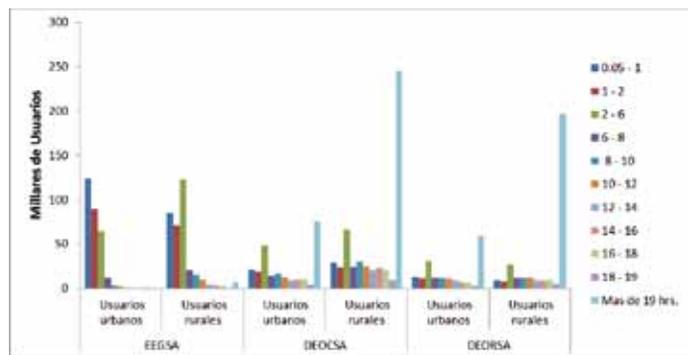
Adicional a los indicadores que la normativa establece, la CNEE genera información estadística de las interrupciones con el propósito de observar (evaluar?) la calidad brindada por cada distribuidor.

Gráfica 24. Cantidad de usuarios por frecuencia de interrupción



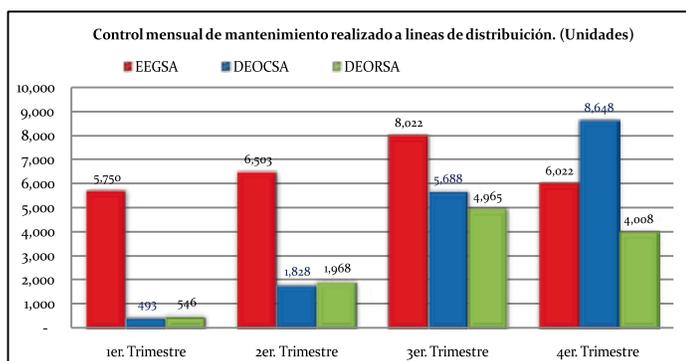
La gráfica muestra la desagregación de la frecuencia de las interrupciones versus la cantidad de usuarios afectados, como se puede observar EEGSA registra un comportamiento en el cual los usuarios sufren mayoritariamente entre cuatro y tres interrupciones al semestre, mientras que DEOCSA y DEORSA se puede observar que los usuarios se ven afectados en su mayoría por más de diez interrupciones al semestre; adicionalmente se observa que en comparación con los usuarios urbanos, lo usuarios rurales se ven más afectados por la cantidad de interrupciones.

Gráfica25. Cantidad de usuarios por tiempo acumulado de interrupciones



Adicional al control por cantidad de interrupciones se efectúa el control por cantidad de tiempo acumulado por las interrupciones suscitadas al semestre, el gráfico muestra que para la mayoría de usuarios de EEGSA afectados por interrupciones la duración no sobrepasa las 8 horas, para el caso de DEORSA y DEOCSA se observa que una cantidad considerable de usuarios sufre un acumulado de interrupciones superior a 19 horas, es importante señalar que los usuarios rurales son los más afectados por este aspecto.

Gráfica 26. Actividades de mantenimiento en líneas media tensión y baja tensión



La gráfica anterior representa la cantidad de actividades de mantenimiento al equipo eléctrico instalado en líneas de distribución reportadas. Dentro de las actividades reportadas podemos encontrar: aplomado de postes, anclajes, cambio de aisladores, cambio de fusible, cambio de pararrayos, reparación de acometidas, entre otras.

### 1.5. Cumplimiento a las 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 Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID- 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 ha desarrollado en los últimos años 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.

A continuación se muestran los resultados de la verificación del cumplimiento a las referidas normas.

### 1.5.1. Monitoreo de mantenimientos de distribución

En el año 2013 se realizó la fiscalización al cumplimiento en las redes de distribución de forma integral al marco regulatorio vigente relacionado con la normativa NTDOID, incluyendo en dicha fiscalización, las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de red de los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

En la siguiente tabla se muestra los resultados de la verificación del cumplimiento del artículo 34.3 de la normativa NTDOID para las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, que requiere la existencia de los planes de mantenimiento en todas sus redes. La información analizada proviene de datos remitidos por los distribuidores a la CNEE vía electrónica. Se presenta un resumen de actividades incluidas dentro de dichos planes.

Tabla 20. Planes de mantenimiento anual

Acumulado de actividades de mantenimiento por los distribuidores en el año 2013				
Distribuidor	Tipo de mantenimiento	Poda y tala de arbolado	Inspección de línea	Actividades diversas de mantenimiento (unidades)
EEGSA	PREVENTIVO	*	*	2270
	CORRECTIVO	*	*	24027
DEOCSA	PREVENTIVO	172.9 km	2707	8724
	CORRECTIVO	23.67 km	*	5126
DEORSA	PREVENTIVO	633.94 km	886	4747
	CORRECTIVO	31.34 km	*	5807

\*Información en análisis.

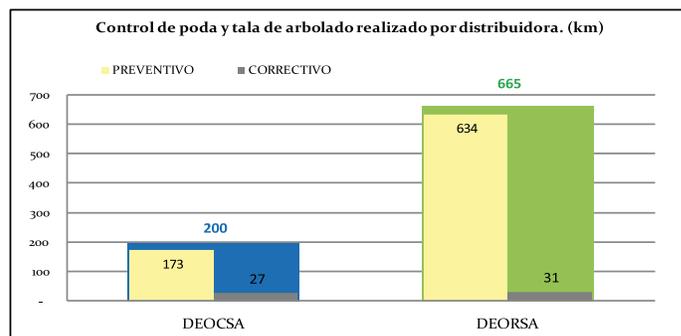
Los datos presentados por las distribuidoras se desglosaron en mantenimientos preventivos y correctivos; así mismo, se catalogaron los datos en tres rubros: Poda y tala de arbolado, inspección y actividades de mantenimiento (equipos de línea como postes, fusibles, aisladores, retenidas, tierras, hilos de guarda, etc.).

Con relación al mantenimiento de poda y tala de arbolado correspondiente a EEGSA, la información reportada se encuentra en análisis debido al formato en la cual fue recibida, por lo cual no fue incluida en los siguientes incisos:

### 1.5.2. Planes de mantenimiento anual de distribución

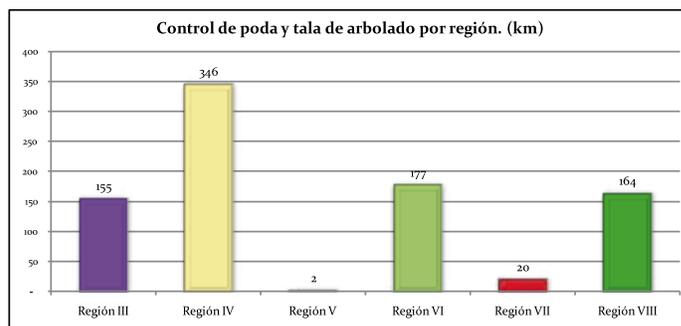
En las gráficas y tablas siguientes se da a conocer el análisis de los datos de mantenimiento en instalaciones de distribución.

Gráfica 27. Control de poda de vegetación efectuada por DEOCSA y DEORSA



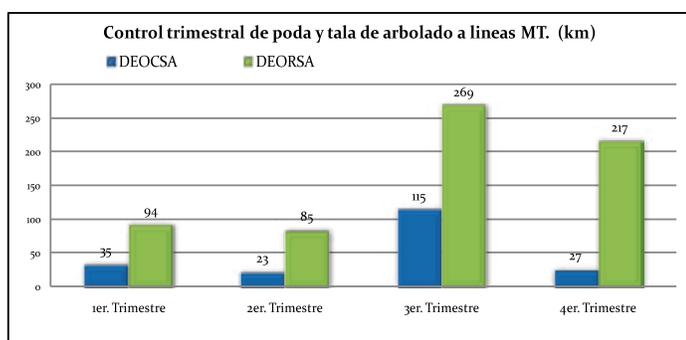
La gráfica anterior presenta información de la cantidad de kilómetros de poda que realizaron los distribuidores DEOCSA y DEORSA a sus redes de distribución durante el año. La longitud total de poda reportada por DEOCSA fue de 200 km de líneas de media tensión y 665 km de líneas de media tensión por DEORSA.

Gráfica 28. Control de poda y tala de arbolado por región



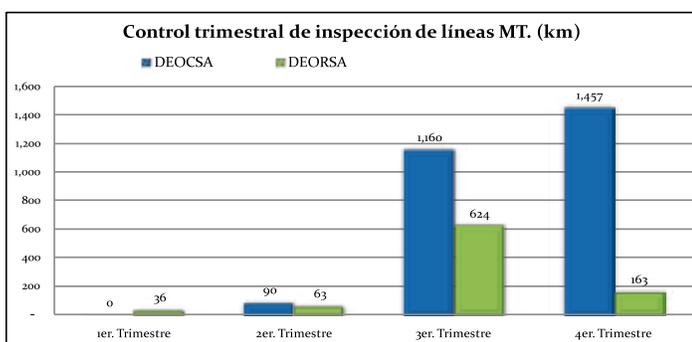
La gráfica muestra información de forma regionalizada. Se observa que la mayor cantidad de kilómetros de poda reportada fue en la región IV que está conformada por los departamentos de Jalapa, Jutiapa y Santa Rosa.

Gráfica 29. Control trimestral de poda y tala de arbolado



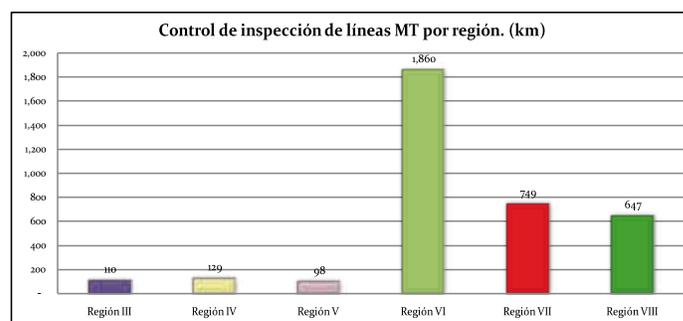
Según la información reportada a la CNEE, la mayor actividad de poda y tala de arbolado la realizó DEOCSA durante el tercer trimestre, con un total de 115 km efectivos podados y DEORSA con una cantidad de 269 km efectivos podados.

Gráfica 30. 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 los distribuidores, DEOCSA realizó 2,707 km de inspección de línea y DEORSA inspeccionó 886 km.

Gráfica 31. Control de inspección de líneas de media tensión por región.



En esta gráfica se aprecia la inspección de líneas de media tensión efectuada por región, reportada por DEOCSA y DEORSA. Totonicapán, Sololá, Suchitepéquez, Retalhuleu, Quetzaltenango y San Marcos pertenecientes a la región VI son los departamentos en donde más inspección de línea se realizó.

Tabla 21. Actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA

Tipo mantenimiento	Actividad reconocida	Unidades ejecutadas DEORSA	Unidades ejecutadas DEOCSA
Preventivo	Anclajes	277	327
	Aplomado de postes	203	421
	Cambio de cortacircuitos	-	341
	Cambio de cruceros	311	314
	Cambio de fase de centros de transformación	-	-
	Inspección km de línea	886	2,706.6
	Km de poda y tala de arbolado	665.3	199.6
	Limpieza de conductores (km)	0.1	1.2
	Mantenimiento preventivo SE	-	-
	Medición de tierras	372	919
	Mejora de tierras	1,656	2,782
	Protección de postes	-	-
	Reconductorado (km)	-	-
	Retranqueos	121	536
	Revisión de centros transformación y suministros	391	253
Correctivo	Termografías líneas de Media Tensión (km)	-	-
	Accionar Termomagnético	-	-
	Cambio de Bajadas de centro transformación	-	-
	Cambio de Bushing Baja Tensión	-	-
	Cambio de Bushing Media Tensión	-	-
	Cambio de conductor por deterioro.	-	-
	Cambio de Fusible	786	693
	Cambio de Retenidas	105	288
	Limpieza de aisladores	1,335	669
	Mantenimiento Acometida por falso contacto	-	-
	Reparación de Acometida	940	245
Preventivo y correctivo	Reparación de línea rota (km)	39.8	26.1
	Reparar líneas Baja tensión (km)	6.1	71.7
	Sustituir aceite del transformador	-	-
	Cambio de aisladores	1,931	2,974
	Cambio de centros transformación	578	573
Cambio de Conectores	399	1,564	
Cambio de pararrayos	140	304	
Cambio de postes	707	640	

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

Tabla 22. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA

Tipo mantenimiento	Actividad reconocida	Unidades ejecutadas
Preventivo	Aplomado de poste	17
	Cambio baterías de recloser	6
	Cambio de bajada de tierra	5
	Cambio de crucero	140
	Cambio de empalme o conector	2
	Cambio de extensión primaria	4
	Cambio de puente de seccionador automático	3
	Cambio de seccionador automático	2
	Cambio de soporte secundario	312
	Cambio de terminación exterior	2
	Instalación de ancla	11
	Instalación de fusible	49
	Instalación de pararrayos	36
	Instalación de supresor de seccionador automático	1
	Intercalado de poste	10
	Mantenimiento caja control de recloser	47
	Mantenimiento de cuchillas de seccionador automático	20
	Mantenimiento preventivo de recloser	2
	Nivelación de fases de línea	3
	Prueba de contactos y/o aislamiento de recloser	22
	Reparación de tirante aéreo o a tierra	33
	Revisión punto caliente de recloser	13
	Tensado de línea	1
	Termografía de seccionador automático	17
Correctivo	Cambio de acometida	175
	Cambio de contador	83
	Inspección de línea	96
	Inspección de acometida	313
	Inspección de aislador	3
	Inspección de contador	792
	Inspección de cortacircuitos y portafusibles	2
	Inspección de fusible	3
	Inspección de medidor	69
	Inspección de poste metálico	13
	Inspección de pararrayos	1
	Inspección de poste	897
	Inspección de recloser	8
	Inspección de transformador	689
	Montaje equipo acometida	26
	Montaje equipo cortacircuitos y portafusibles	7
	Montaje equipo fusible	1
	Montaje equipo línea	153
	Montaje equipo pararrayos	5

La tabla anterior muestra las distintas actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA a la CNEE.

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, la CNEE efectuó el análisis del estado de las instalaciones de distribución de las distribuidoras 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 personal de la CNEE programó la visita a 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, la CNEE, 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 23. Resultados de la auditoría muestral NTDOID por trimestre

Resumen de Fiscalización muestral a instalaciones de Distribución				
	1er. Trimestre	2do. Trimestre	3er. Trimestre	4to. Trimestre
Tramos Fiscalizados	41	63	52	45
Tramos con incumplimiento	41	27	10	21
% de tramos con incumplimiento	27%	43%	19%	47%

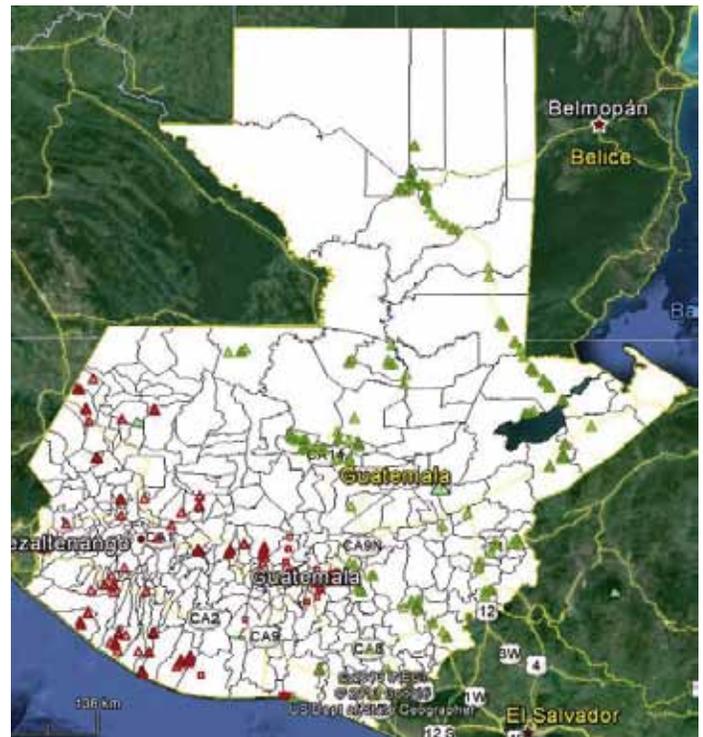
La gráfica muestra la cantidad de tramos fiscalizados por trimestre para los tres distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA y la cantidad de tramos con hallazgos de incumplimientos. En total se fiscalizaron 201 tramos de media tensión, los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 69, lo cual representa un 34% del total fiscalizado.

Los resultados de la auditoría por distribuidor realizada en el año 2013 para determinar el estado de las instalaciones se muestra a continuación

- ✓ EEGSA 10% de los tramos fiscalizados presentaron incumplimientos.
- ✓ DEOCSA 40% de los tramos fiscalizados presentaron incumplimientos.
- ✓ DEORSA 53% de los tramos fiscalizados presentaron incumplimientos.

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 2014 para subsanar los incumplimientos del año anterior y, recomendando efectuar mejoras en los planes de mantenimiento de los distribuidores.

Imagen 4. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos CNEE de incumplimientos NTDOID.



▲ = DEORSA. ▲ = DEOCSA. ■ = EEGSA.

El mapa anterior muestra los hallazgos de incumplimientos a la normativa NTDOID derivado de diversas actividades efectuadas por la CNEE.

A continuación se presenta un detalle de los hallazgos de incumplimientos NTDOID que es resultado de las actividades de auditoría que llevó a cabo la CNEE.

Tabla 24. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones de la CNEE.

Departamento	Cantidad de tramos fiscalizados	Cantidad tramos con incumplimiento	% de incumplimiento	Hallazgos adicionales
Alta Verapaz	14	11	79%	40
Baja Verapaz	4	2	50%	2
Chimaltenango	6	4	67%	13
Chiquimula	12	5	42%	15
El Progreso	2	1	50%	2
Escuintla	4	4	100%	35
Guatemala	63	7	11%	24
Huehuetenango	14	7	50%	12
Izabal	7	4	57%	28
Jalapa	3	3	100%	12
Jutiapa	9	3	33%	12
Petén	4	1	25%	48
Quezaltenango	4	2	50%	7
Quiché	2	0	0%	7
Retalhuleu	8	4	50%	11
Sacatepéquez	5	0	0%	0
San Marcos	13	2	15%	10
Santa Rosa	10	4	40%	18
Solalá	2	1	50%	5
Suchitupéquez	5	1	20%	11
Totonicapán	6	2	33%	3
Zacapa	4	1	25%	2
Total	201	69		317

La tabla anterior presenta los resultados por departamento de los tres distribuidores, EEGSA, DEOCSA Y DEORSA con relación al análisis del cumplimiento a la normativa NTDOID realizada por la CNEE. Puede observarse la cantidad de tramos que presentaron incumplimiento y su relación con los tramos sorteados para cada departamento.

La totalización de hallazgos incluye 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 25. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral

Tabla 25. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral

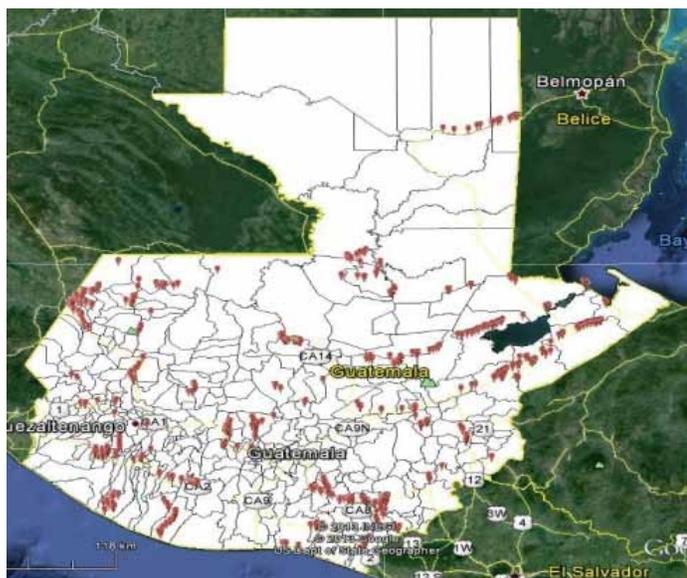
Tipo de Incumplimiento	Hallazgos 2013	% del total de hallazgos
Invasión de vegetación Baja Tensión	115	36.3%
Invasión de vegetación media tensión	83	26.2%
Invasión de vegetación Baja Tensión/Media Tensión	65	20.5%
Poste inclinado	18	5.7%
Transgresión de distancia de seguridad	8	2.5%
Aislador quebrado	6	1.9%
Tierra desconectada	3	0.9%
Acometidas sobre vivienda	2	0.6%
Hilo de guarda en mal estado	2	0.6%
Neutral en mal estado	2	0.6%
Poste en mal estado	2	0.6%
Retenida en mal estado	2	0.6%
Crucero en mal estado	1	0.3%
Elemento invasivo en Media Tensión/Baja Tensión	1	0.3%
Fusible en mal estado	1	0.3%
Líneas Baja Tensión pasan sobre vivienda	1	0.3%
Líneas Baja Tensión reventadas	1	0.3%
Neutral desconectado	1	0.3%
Poste en interior de inmueble	1	0.3%
Retenida floja	1	0.3%
Pararrayos en mal estado	1	0.3%
Total	317	

La tabla muestra los diferentes tipos de incumplimientos encontrados durante la fiscalización muestral y los hallazgos adicionales encontrados durante el año 2013. Estos hallazgos han sido notificados a los distribuidores para realizar las adecuaciones correspondientes.

#### 1.5.4. Seguimiento plan de mejora 2013 – DEOCSA y DEORSA

Como resultado de la acción fiscalizadora de la CNEE durante los años 2011 y 2012, los distribuidores DEORSA y DEOCSA, presentaron a inicios del año 2013 el plan para la corrección de 759 incumplimientos NTDOID pendientes de resolver. Éste plan de trabajo se llevó a cabo en cuatro bloques durante el año. En los gráficos siguientes se presentan las ubicaciones de los incumplimientos y los resultados finales del plan implementado.

Imagen 5. Mapa de ubicación de los 759 incumplimientos históricos NTDOID (anteriores a 2013). 452 incumplimientos corresponden a DEORSA y 307 corresponden a DEOCSA.



El gráfico presenta en forma geográfica la ubicación de los hallazgos NTDOID que formaron parte del plan 2013 de DEORSA y DEOCSA.

Gráfica 32. Secuencia de la corrección de hallazgos del plan de DEORSA y DEOCSA en cuatro bloques.



Al mes de marzo del año 2014 el cumplimiento total del plan era del 99%. La CNEE fiscalizó el 41% de los puntos muestralmente elegidos, con el propósito de confirmar las correcciones requeridas, actividad que se llevó a cabo adicional a las pruebas remitidas que contenían los archivos fotográficos y puntos GPS de las redes con hallazgos.

A photograph showing a concrete bridge spanning a river. In the background, several high-voltage power line towers are visible against a clear blue sky. The foreground shows the dark water of the river and some green foliage on the banks. A semi-transparent white circle is overlaid on the bottom left of the image, containing the text.

**calidad de servicio  
DEL TRANSPORTE**



## 2. CALIDAD DEL SERVICIO DEL TRANSPORTE

### 2.1. Información del servicio de transporte

El Artículo 56 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece la obligación de la CNEE de emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones. La Resolución CNEE-37-2003, establece la metodología para el control de la calidad del servicio técnico de las NTCSTS que 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

A continuación se muestra 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 u otras acciones efectuadas por la CNEE.

Tabla 26. Líneas de transmisión

Propietario	Cantidad líneas	Tensión en kV	Longitud (Km)
DUKE	1	230	32
ETCEE	89	69	2116.53
	19	138	399.07
	22	230	749.44
	1	400	71.15
RECSA	3	69	12.96
TRANSNOVA	1	230	32
TREO	2	230	131.8
TRELEC	286	69	564.28
	2	230	61
EPR	2	230	228.11
Total	428		4398.34

De acuerdo al cuadro anterior, ETCEE representa el 75.9% 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 14.2% 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 5.2 % de las líneas de transporte. TREO representa el 3.0% 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 0.3% 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 0.7% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI.

Tabla 27. Transformadores

Propietario	Cantidad de Transformadores	Capacidad de Transporte Máxima en MVA	Tensión Primaria en kV
DUKE	1	2.00	13.8
	5	765.00	230.0
EPR	0	-	0.0
ETCEE	1	1.50	34.5
	62	1,006.75	69.0
	14	613.00	138.0
	15	2,255.00	230.0
	1	225.00	400.0
RECSA	5	61.00	69.0
TRANSNOVA	0	-	0.0
TRELEC	49	914.50	67.7
	4	70.00	69.3
	4	70.00	66.0
	2	28.00	69.0
TREO	0	-	0.0
Total	163	6,011.75	

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 28. 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	174.9
	1	400	50
RECSA	0	0	0
TRANSNOVA	0	0	0
TREO	0	0	0
TRELEC	0	0	0
EPR	0	0	0

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, si los sistemas planificados corregirán el déficit de energía reactiva en cuestión.

## 2.2. Calidad de producto técnico de transporte

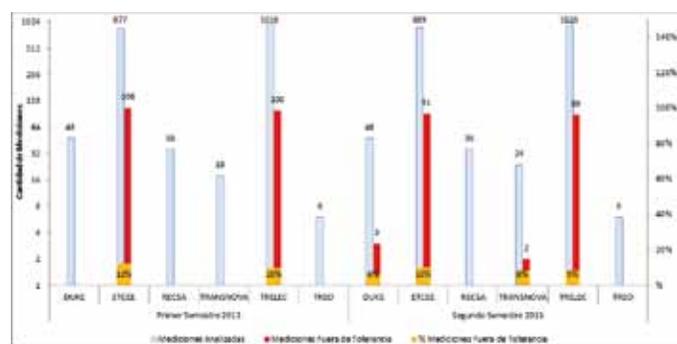
La calidad de producto técnico está asociada a la calidad de las ondas de tensión y corriente, las cuales deben mantenerse entre los rangos de tolerancia permitidos en la normativa; así como no presentar perturbaciones que excedan las tolerancias vigentes. Los transportistas deben prestar a los participantes 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 de 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 elaborados por la CNEE con base en la información que los

transportistas y el AMM remiten mensualmente, quedando sujetas a actualizaciones según los procesos de validación y auditoría 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.

Gráfica33. Puntos fuera de tolerancia - regulación de tensión - por transportista



En la gráfica anterior se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del año 2013. 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.

En el caso de 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 de 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.

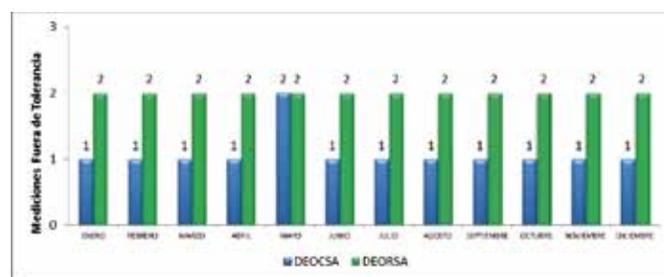
### 2.2.3. Desbalance de corriente

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 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 5% del correspondiente al período de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente ha excedido 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 2013 RECSA reporto puntos de medición fuera de tolerancia relacionados con los distribuidores 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.

Gráfica34. Puntos cantidad de mediciones fuera de tolerancia reportados por RECSA



Derivado que la cantidad de puntos que mide RECSA a DEOCSA y DEORSA es mínimo (3-DEOCSA y 2-DEORSA), el porcentaje de puntos fuera de tolerancia es significativo (33% RECSA-DEOCSA y 100% RECSA-DEORSA)

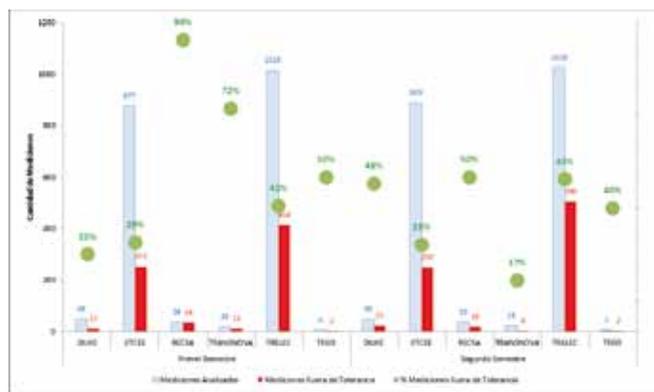
### 2.2.4. Factor de potencia

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 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 de producto técnico del sistema de transporte.

Durante el año 2013 el AMM efectuó mensualmente el análisis de las mediciones efectuadas por cada uno de los transportistas, reportando a CNEE las mediciones que no cumplían con la tolerancia establecida para el parámetro de Factor de Potencia.

Gráfica35. Puntos 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 de transporte

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.

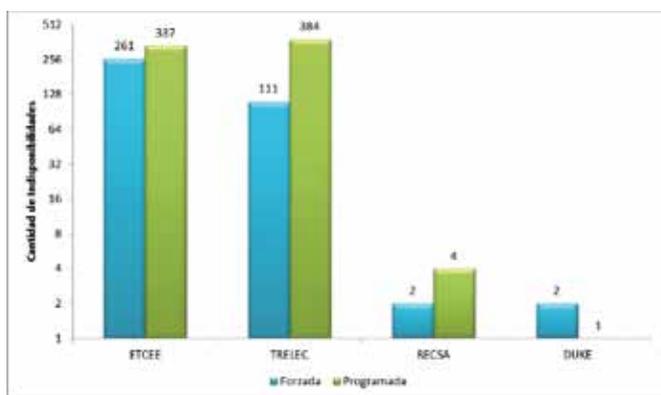
La calidad del servicio técnico de transporte se determina con base al número de indisponibilidades y la duración de las mismas. Los transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transmisión de forma mensual a la CNEE de acuerdo a lo establecido en las NTCSTS, con la finalidad de determinar si la calidad del servicio técnico se encuentra dentro de las tolerancias establecidas para los índices de calidad. Las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transmisión dependen 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 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 por CNEE 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 que realiza la CNEE.

Gráfica36. Cantidad de indisponibilidades de líneas de transmisión



La gráfica muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en el sistema de transporte durante el año 2013, considera únicamente indisponibilidades superiores a 10 minutos ya que solo éstas indisponibilidades son objeto de sanción como lo establece el marco regulatorio vigente.

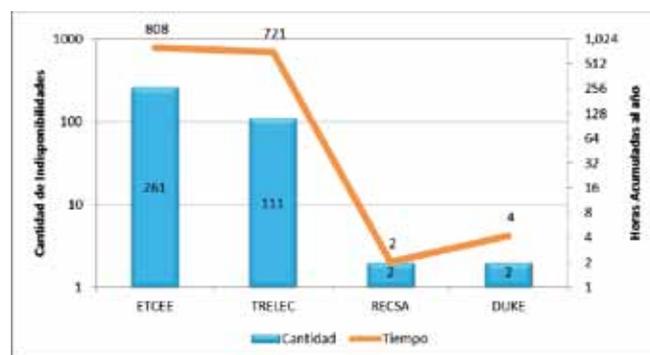
### 2.3.1. Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión

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.

Para el año 2013 se efectuó el monitoreo de las indispo-

nilidades forzadas de líneas de transmisión. Se reportó un total de 1102 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.

Gráfica37. Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión



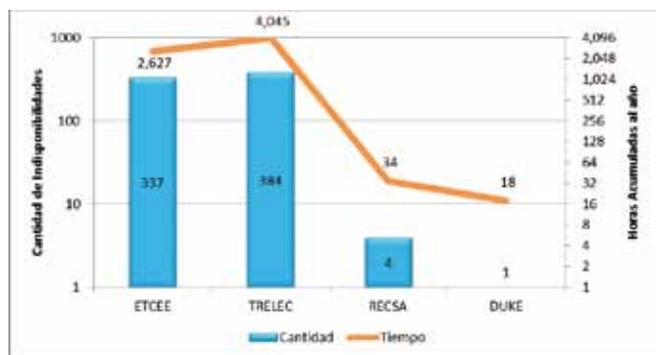
En la gráfica anterior las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión (NTIFL) reportadas por los transportistas, mientras que la línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas (DTIFL).

### 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 sea considerada como este tipo de indisponibilidad.

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.

Gráfica38. Indisponibilidades programadas por transportista

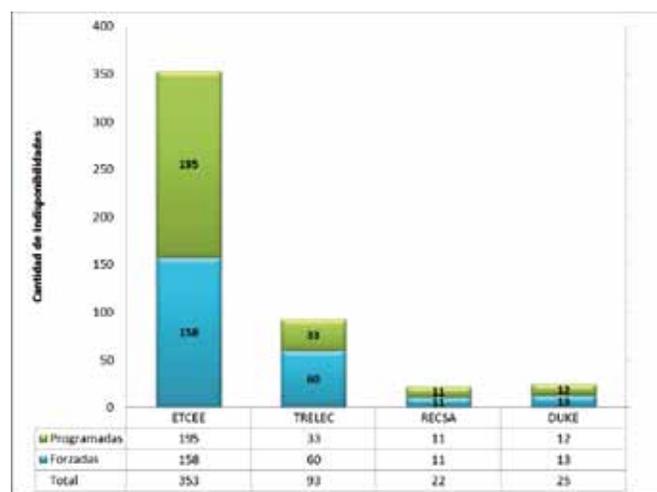


Los resultados presentados previamente muestran que los agentes transportistas han efectuado acciones de mantenimiento en sus instalaciones. Se observa que la transportista que TRELEC registró durante el 2013, la gráfica de barras muestra la cantidad de indisponibilidades programadas de líneas de transmisión, 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 fuera de servicio, 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.

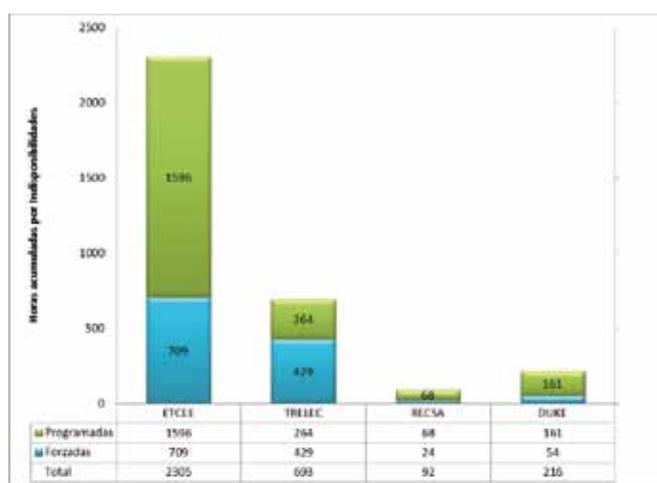
Gráfica39. Cantidad de indisponibilidades de transformadores



La gráfica muestra que la transportista con una 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 acumulado de horas que los equipos pasan indisponibles, ya sea una indisponibilidad forzada o una programada.

Gráfica40. Duración de indisponibilidades de transformadores



La gráfica anterior muestra que ETCEE fue el transportista que reportó más cantidad de horas acumuladas al año de indisponibilidades; es importante señalar que el dato presentado suma todas las horas en que los equipos estuvieron indisponibles, esto no implica que el sistema de transporte estuvo fuera de servicio la cantidad de horas tabuladas, ya que la indisponibilidad de un transformador pudiese implicar la desconexión 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 tanto, 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, significando que se aplica de la normativa NTDOID, en los casos en que corresponda.

La CNEE de la misma forma que en la normativa de distribución, ha desarrollado 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 mismo, realiza actividades para incentivar el cumplimiento normativo y la confiabilidad del sistema.

A continuación se muestran los resultados de la verificación del cumplimiento a las referidas normas.

### 2.4.1. Monitoreo de mantenimientos de transmisión

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

La información analizada cuyos resultados se presentan en esta sección proviene de datos remitidos por los transportistas a la CNEE por vía electrónica.

Se dan a conocer en forma general los datos del mantenimiento realizado por los transportistas durante el año 2013, por medio de la tabla siguiente.

Tabla 29. Resumen de mantenimiento en instalaciones de transporte: líneas, subestaciones y equipo de protección.

Acumulado de actividades de Mantenimiento Realizadas por los transportistas en el año 2013							
Transportista	Inspección de línea (km)	Mantenimiento líneas (unidades)	Poda de vegetación (km)	Inspección de SE (unidades)	Mantenimiento subestaciones (Unidades)	Inspección de protecciones (unidades)	Mantenimiento protecciones (unidades)
ETCEE	11.213	5.748	1.883	1.353	1.149	2.570	755
RECSA	37	138	0,01	1,067	184	12	-
DEGT	-	54	1	234	34	328	-
TRANSNOVA	1	55	19	14	13	-	101
EPR	610	47	134	2.459	24	1.099	61
TREO	681	194	45	7,092	206	1.570	294
TRELEC	132	435	-	-	4.900	-	-

Como parte de la información reportada se observa que TRELEC remite información de 2,453 actividades de mantenimiento relacionadas con limpieza de aisladores en subestaciones. La CNEE actualmente realiza acciones para estandarizar la forma de reporte de todos los agentes a efecto que la información sea comparable. A pesar de lo anterior, se muestra información importante sobre las actividades efectuadas por los transportistas durante 2013.

Tabla 30. Resumen de mantenimiento de manera indirecta o de categoría de bajo nivel

Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas							
	ETCEE	RECSA	DEGT	TRANSNOVA	EPR	TREO	TRELEC
Actividades indirectas o de bajo nivel en Líneas	819	54	-	-	-	135	3
Actividades indirectas o de bajo nivel en Subestaciones	136	186	-	-	24	1.160	209
Actividades indirectas o de bajo nivel en Protecciones	1.383	56	112	-	195	371	-

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 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 durante el año 2013, comparándola con la longitud de su línea respectivamente. La comparación porcentual de líneas a las cuáles se realizó poda versus la longitud de las mismas se muestra a continuación:

Tabla 31. Comparación porcentual de líneas a las cuáles se realizó poda versus la longitud.

	DUKE	ETCEE	RECSA	TRANSNOVA	TREO	TRELEC 69	EPR	Total
Km reportados Poda	0,69	1883	0,01	19	45	0	134	2081,7
Km Líneas de transmisión	32	3336,19	12,96	32	131,8	625,28	228,11	4398,34
% de poda	2,16%	56,44%	0,08%	59,38%	34,14%	0,00%	58,74%	47,33%

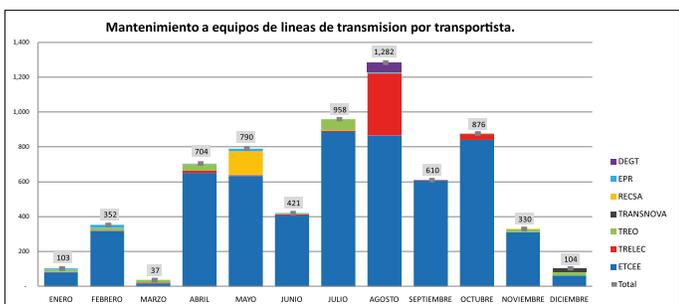
Adicional a las actividades de poda y tala de arbolado, los transportistas reportaron actividades de mantenimiento a equipos que pertenecen a las líneas de transmisión, según el siguiente detalle mensual:

Tabla 32. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes.

Agente	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
ETCEE	80	317	18	652	634	406	886	865	608	840	311	62	5,679
TRELEC	2	4	4	11	5	7	8	357	2	35	-	-	435
TREO	15	14	15	39	1	6	64	2	-	1	16	21	194
TRANSNOVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	21
RECSA	-	-	-	-	135	-	-	-	-	-	3	-	138
EPR	6	17	-	2	15	2	-	4	-	-	-	-	46
DEGT	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	54
Total	103	352	37	704	790	421	958	1,282	610	876	330	104	6,567

La información gráfica de la tabla anterior es la siguiente:

Gráfica 41. Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión.



La gráfica anterior muestra las actividades de mantenimiento a líneas de transmisión reportadas mensualmente por cada transportista sin considerar inspecciones.

### 2.4.3. Mantenimiento de subestaciones de transporte

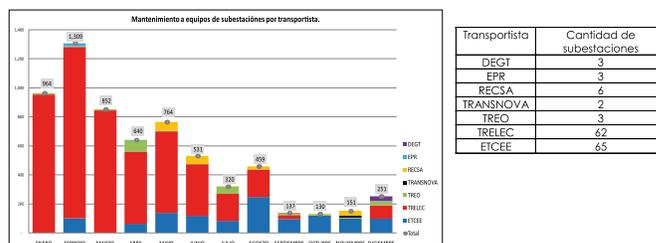
La siguiente tabla muestra el detalle de actividades de mantenimiento reportadas por los transportistas en subestaciones de transporte; ya sea de transformación, conmutación o mixtas.

Tabla 33. Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte

Agente	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
ETCEE	-	99	-	62	136	118	81	247	94	120	96	96	1,149
TRELEC	955	1,184	845	498	565	356	188	187	28	-	-	94	4,900
TREO	9	5	7	79	3	2	49	-	9	9	-	25	206
TRANSNOVA	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	12	13
RECSA	-	-	-	-	60	55	2	24	5	1	34	1	182
EPR	-	21	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	24
DEGT	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	34
Total	964	1,309	852	640	764	531	320	459	137	130	151	251	6,508

La información gráfica de la tabla anterior es la siguiente:

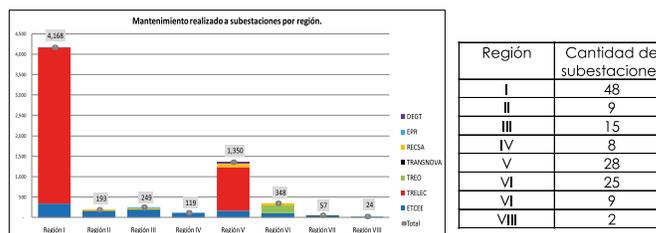
Gráfica 42. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista



El mantenimiento realizado por TRELEC contiene 2,453 actividades de lavado de aisladores en 56 subestaciones.

La CNEE agrupó la información correspondiente con la calidad de servicio de acuerdo a la cantidad de mantenimiento en equipos de subestaciones de acuerdo a la región geográfica donde se ubican. Esta información se presenta en la siguiente gráfica.

Gráfica 43. Mantenimiento de subestaciones por región.



La gráfica presenta la cantidad de mantenimiento en equipos por subestaciones de acuerdo a la región geográfica donde se ubican.

2.4.4. Mantenimiento a protecciones del sistema de transporte.

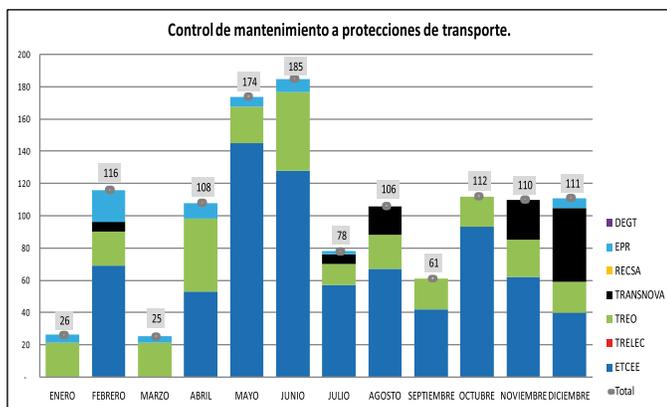
A continuación el detalle de actividades de mantenimientos reportados por los transportistas en los sistemas de protección.

Tabla 34. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes

Agente	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
ETCEE	-	69	-	53	145	128	57	67	42	93	62	40	756
TRELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TREO	21	21	21	45	23	49	13	21	19	19	23	19	294
TRANSNOVA	-	6	-	-	-	-	6	18	-	-	25	46	101
RECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EPR	5	20	4	10	6	8	2	-	-	-	-	6	61
DEGT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	26	116	25	108	174	185	78	106	61	112	110	111	1,212

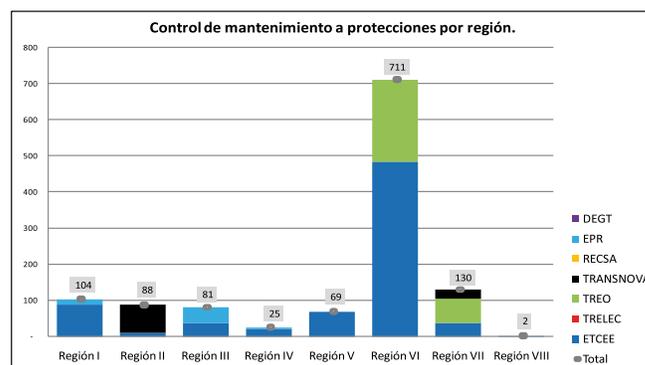
La información gráfica de la tabla anterior es la siguiente:

Gráfica 44. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.



La gráfica presenta la cantidad de mantenimiento en equipos de protección de acuerdo a la región geográfica donde se ubican. Se observa que la mayor actividad se centra en la región VI conformada por los departamentos de Totonicapán, Quetzaltenango, Sololá, Suchitopéquez, Retalhuleu y San Marcos.

Gráfica 45. Control de mantenimiento de protecciones por región.



La gráfica presenta la cantidad de mantenimiento en equipos de protección de acuerdo a la región geográfica donde se ubican.





**actividades regulatorias  
REALIZADAS POR CNEE**



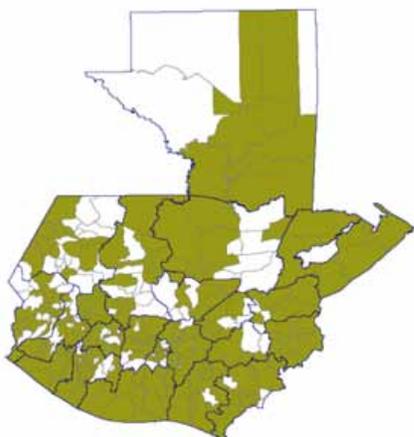
### 3. ACTIVIDADES REGULATORIAS REALIZADAS POR CNEE

La CNEE realizó actividades regulatorias en diversas partes del país, que se relacionan con la verificación del cumplimiento a la normativa de calidad de servicio que se le presta 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.

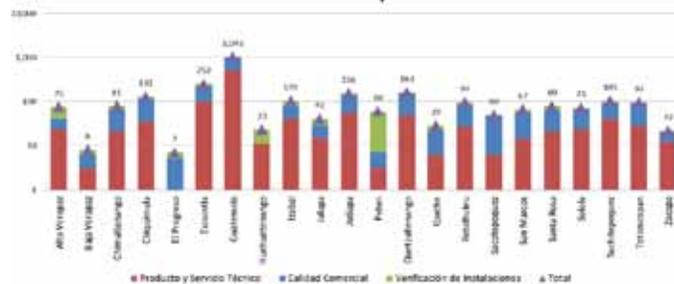
#### 3.1. Presencia de la CNEE en el interior de la República

La CNEE llevó a cabo más de 2,700 actividades relacionadas con el cumplimiento normativo en diversas partes del país, cubriendo el 100% de los departamentos y el 66% 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 8. Cobertura de la actividad de fiscalización de la CNEE



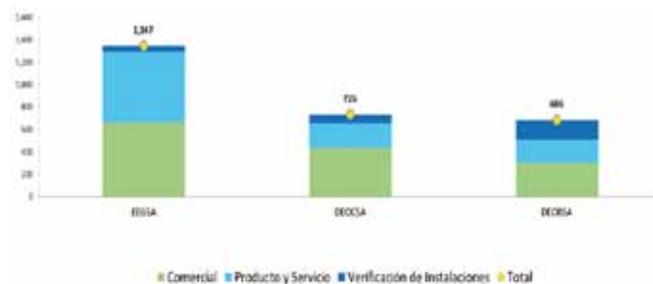
Actividades realizadas por CNEE - 2013



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 gráfica siguiente se presenta el detalle de las actividades de auditoría de campo realizadas por la CNEE clasificadas por distribuidor, en la cual se puede apreciar el efecto de la concentración de usuarios y redes auditadas en la parte central del país, atendida por EEGSA.

Gráfica 46. Desglose de fiscalizaciones realizadas para cada distribuidor



### 3.2. Actividades calidad comercial

La CNEE realizó diferentes actividades de campo en cada uno de los departamentos para supervisar y garantizar que los usuarios del servicio de energía eléctrica reciban un servicio de calidad de acuerdo a lo establecido en la normativa. Dentro de las actividades se encuentran: supervisión de agencias, supervisión de la verificación de medidores y rutas de lectura e Infokiosco.

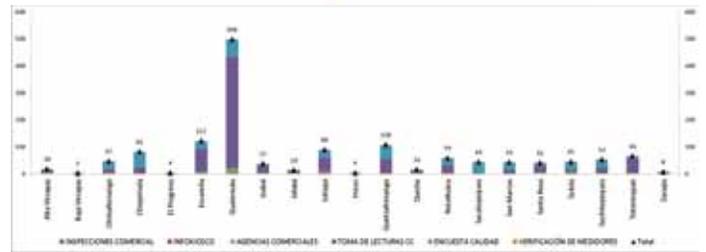
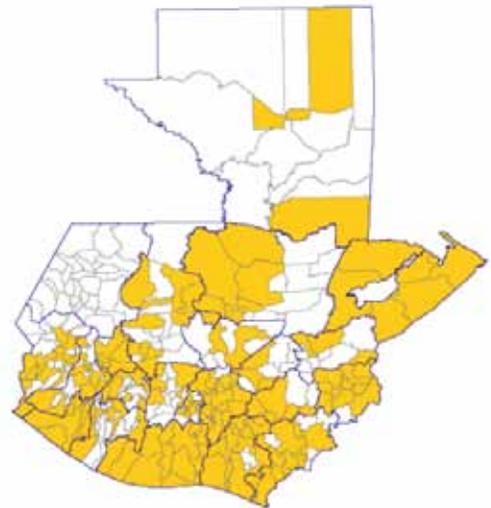
A continuación se muestran los resultados de las actividades y fiscalizaciones realizadas durante el año; así como el mapa donde se observa la cobertura de la CNEE en aspectos comerciales y atención al usuario.

Tabla 35. Actividades comerciales realizadas por la CNEE

Identificador	A	B	C	D	E	F	Total
Actividad	Inspeccion es comercial	Infokiosco	Agencias comerciales	Ruta de lectura	Encuesta calidad	Verificación de medidores	
Alta Verapaz	0	0	3	13	0	2	18
Baja Verapaz	0	0	2	0	0	1	3
Chimaltenango	0	3	2	11	30	1	47
Chiquimula	1	4	0	17	60	0	82
El Progreso	0	0	2	2	0	0	4
Escuintla	1	0	6	85	30	0	122
Guatemala	4	0	16	413	65	0	498
Huehuetenango	0	0	0	0	0	0	0
Izabal	0	0	2	33	0	2	37
Jalapa	1	0	0	11	0	2	14
Jutiapa	1	4	5	49	30	0	89
Petén	0	3	1	0	0	0	4
Quetzaltenango	0	3	1	49	50	5	108
Quiché	0	0	4	10	0	2	16
Retalhuleu	0	4	1	23	30	1	59
Sacatepéquez	1	0	1	2	40	0	44
San Marcos	0	0	0	13	30	0	43
Santa Rosa	0	0	5	26	10	0	41
Solá	0	3	4	8	30	0	45
Suchitepéquez	0	0	3	20	30	0	53
Totonicapán	0	0	2	54	10	0	66
Zacapa	0	0	2	4	0	2	8
TOTAL	9	24	62	843	445	18	1400

En total se efectuaron 1,400 actividades relacionadas con aspectos comerciales. La cuantificación de las actividades con identificador A, E y F se muestran por usuario visitado. La desagregación geográfica de dichas actividades se presenta a continuación:

Ilustración 9. Cobertura de la fiscalización de la CNEE de las actividades comerciales de los distribuidores



Gráfica 47. Desglose de las actividades comerciales por distribuidor

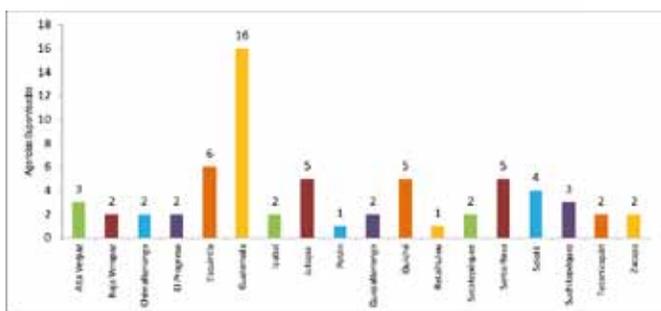
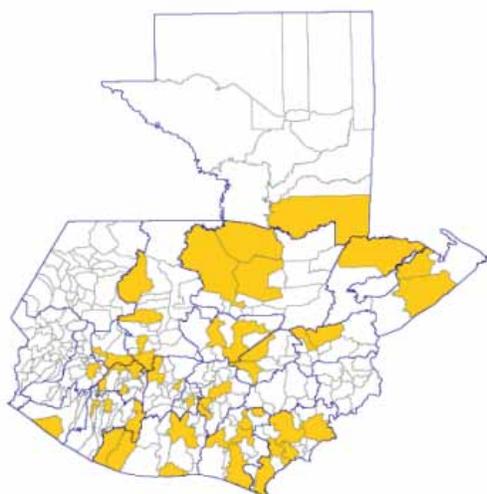


En la gráfica anterior puede observarse la cobertura por distribuidor de las actividades regulatorias, las cuales se realizan de forma diferenciada y según las características de servicio, redes, usuarios, acceso de los usuarios a la información regulatoria, etc.

### 3.2.1. Supervisión de oficinas comerciales

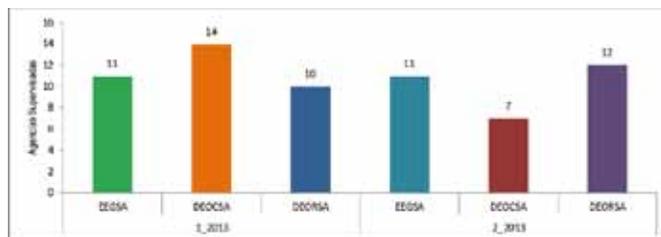
Con el propósito de evaluar la atención y servicio que proporcionan las distribuidoras a los usuarios en cada una de las gestiones que realizan, se supervisaron las oficinas comerciales de los mismos a través de visitas a diferentes agencias, para posteriormente hacer las recomendaciones pertinentes, con el fin de incentivar que el servicio proporcionado por los distribuidores presente mejoras considerables.

Ilustración 10. Supervisiones de agencias comerciales



Después de realizar la supervisión de 65 agencias comerciales en 18 departamentos del país, se efectuaron recomendaciones sobre los hallazgos de las fiscalizaciones en las oficinas de los distribuidores fueron notificados por medio de expedientes de gestión donde se efectuaron recomendaciones con el propósito de mejorar aspectos de calidad en la atención de los usuarios del servicio de energía eléctrica. Derivado de las recomendaciones realizadas en los procesos de fiscalización de agencias se aumentó la red de oficinas comerciales en más de 30 agencias y mejora de las condiciones de las existentes.

Gráfica 48. Supervisión agencias comerciales por distribuidor



De acuerdo a los resultados de la supervisión de agencias que se llevó a cabo durante el año 2013 se visitó el 82% de los departamentos del país y los restantes fueron asignados dentro de la programación del periodo 2014. La fiscalización de agencias es parte de los procesos integrales que realiza la CNEE en beneficio de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Se supervisaron las oficinas comerciales de 18 departamentos del país, destacando las visitas a Petén, Izabal, Zacapa y Alta Verapaz. A continuación se muestran fotografías de algunas de las agencias visitadas, resaltando la visita a los Municentros de DEOCSA y DEORSA.

Imagen 6. Fotografías de la fiscalización de agencias



Agencia EEGSA  
Puerto San José



Agencia DEOCSA  
Mazatenango



Municentro DEORSA  
Livingston



Agencia DEORSA  
Teculután



Municentro DEORSA  
Comapa



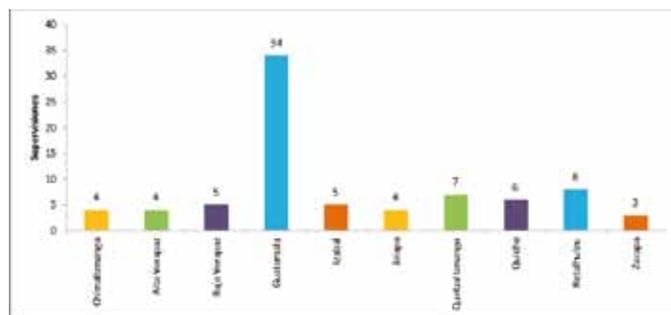
Agencia DEORSA  
Morales

Se realizó la supervisión de las oficinas comerciales en un total de 18 departamentos del país, destacando visitas al Petén, Izabal, Zacapa y Alta Verapaz.

### 3.2.2. Supervisión de la verificación de precisión de medidores

Los distribuidores verifican semestralmente una cantidad de medidores que previamente son sorteados y la CNEE supervisa la actividad enviando técnicos que documentan los medidores verificados mientras dura la supervisión, esto garantiza que la actividad se desarrolle de acuerdo a lo indicado en la normativa.

Ilustración 11. Supervisiones verificación de precisión de medidores



Se realizó la supervisión de 80 verificaciones en campo en un total de 10 departamentos del país, dicha supervisión permite garantizar que la actividad de verificación de la precisión de los medidores de energía eléctrica se realice de acuerdo al plan de verificación semestral, cumpliendo con la normativa legal vigente. A continuación se muestran fotografías de la actividad realizada:

Imagen 7. Fotografías de la verificación de medidores.



Verificación de medidores Suchitupéquez

Verificación de medidores Quiché

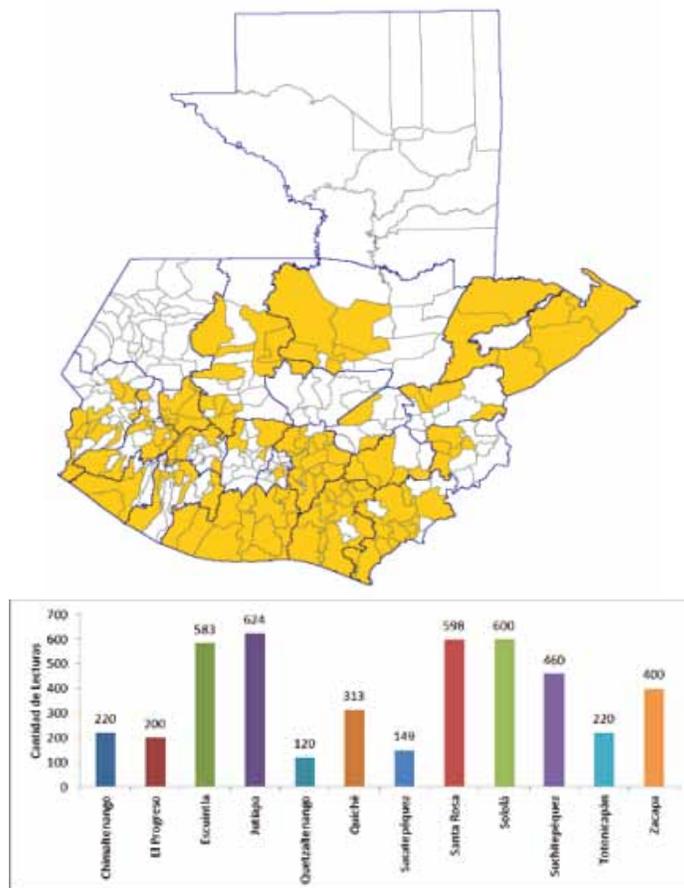
Verificación de medidores en Laboratorio EEGSA

### 3.2.3. Supervisión de las rutas de lectura

Con el propósito que la facturación de los usuarios sea realizada con base a lecturas reales, la CNEE verifica las lecturas por medio de tomas del consumo del medidor comparando las mismas con la facturación del usuario.

A continuación se presentan los municipios donde se realizó la actividad:

Ilustración 12. Supervisión de lecturas.



La verificación de lecturas se realizó a través de dos actividades:

- 1) Verificación de rutas de lectura
- 2) Verificación muestral de lecturas

Se llevaron a cabo más de 4,000 lecturas. La primera actividad se realizó eligiendo al azar rutas completas de lectores del distribuidor, significando la visita a varios medidores en un mismo sector a efecto de validar una ruta de lectura determinada.

Por otro lado, en otras actividades de fiscalización, se efectuaron tomas de lectura de manera aleatoria, que tienen como objeto validar la facturación puntual de un usuario.

En el presente informe se han contabilizado las actividades de la siguiente forma; las lecturas que pertenecen a rutas de lectura, que se consideraron como una actividad por ruta independientemente de las lecturas que fueron tomadas y, la actividad de tomas de lectura aleatorias y adicionales que se consideraron por usuario visitado.

Los hallazgos de la fiscalización se remiten a los distribuidores para que realicen las correcciones en el ciclo de facturación correspondiente. Esta actividad permite garantizar que las facturas de los usuarios sean acordes a los consumos de los mismos en cada periodo de facturación.

Imagen 8. Fotografías de rutas de lectura



Ruta Chiantla y Democracia

Ruta Nueva Concepción

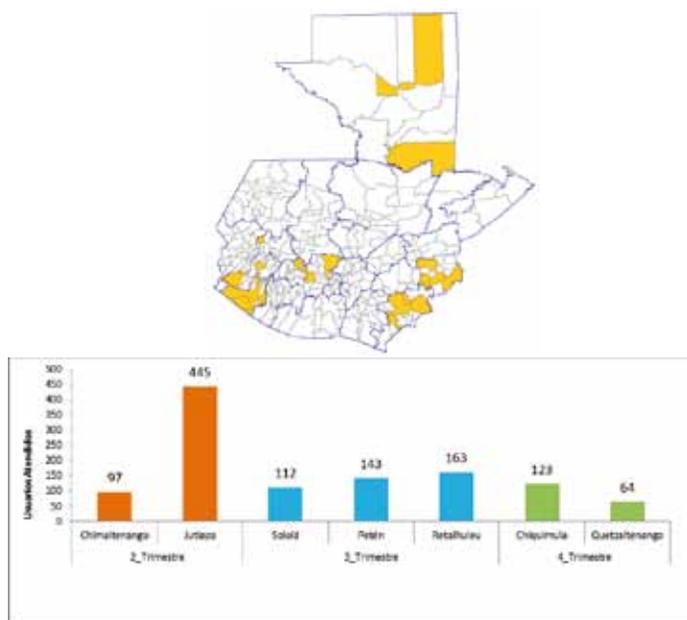
Ruta Mazatenango

### 3.2.4. Kiosco Informativo de la CNEE (Infokiosco)

Con el objetivo de cumplir lo establecido en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, “proteger los derechos de los usuarios” se implementó la utilización de kioscos móviles para atender las necesidades de información de los usuarios del servicio de energía eléctrica. Estas actividades se programaron inicialmente para los municipios del área de cobertura de ENERGUATE (DEOCSA y DEORSA).

En la actividad, se ha contado con la colaboración de las entidades PDH y DIACO, con quienes se colabora de forma directa en aspectos relacionados con la atención a los usuarios, reclamos y denuncias relacionadas con la prestación del servicio. La actividad de inauguración se realizó en el municipio de Chimaltenango el 21 de mayo de 2013, dando así inicio a las actividades relacionadas con el infokiosco.

Ilustración 13. Lugares visitados por el infokiosco y número de usuarios atendidos



El propósito de esta actividad es de asesorar a los usuarios en las gestiones ante el distribuidor y darles a conocer los derechos que tienen según la normativa vigente.

Adicional a la atención de usuarios, el infokiosco se complementa con la visita colegios e institutos, delegaciones de DIACO, delegaciones de PDH y medios de comunicación de cada lugar visitado.

Imagen 9. Fotografías de las actividades del infokiosco



Atención en Jutiapa



Colocación de afiches en Patzún



Atención en San Martín Jilotepeque



Visita a delegación de DIACO Sololá



Atención de usuarios Coatepeque

Tabla 36. Actividades infokiosco

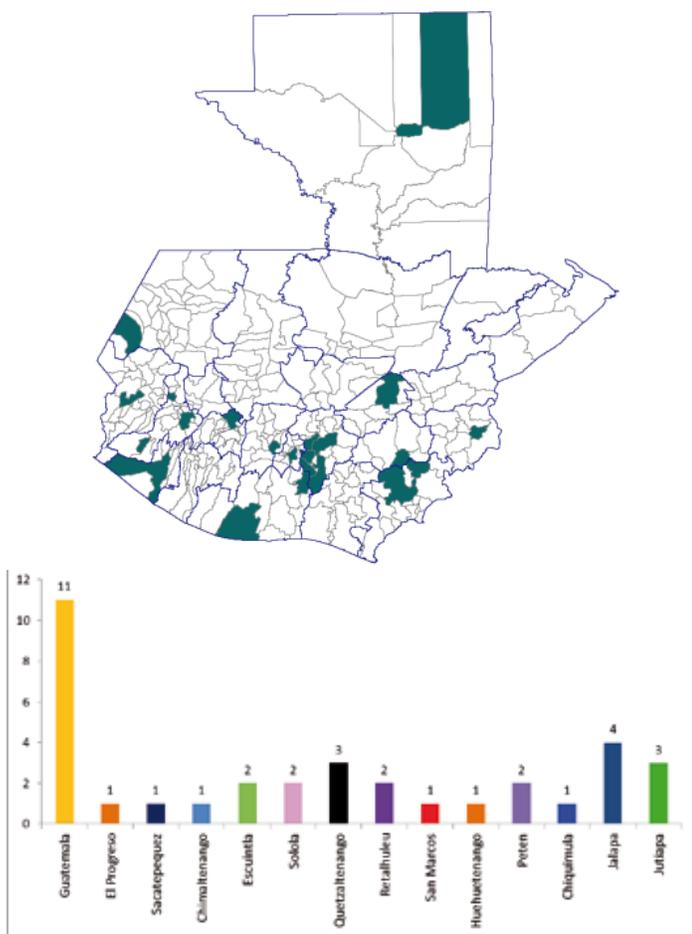
Departamentos visitados	Municipios visitados	Visita sedes DIACO	Visita sedes PDH	Visitas colegios	Entrega panfletos	Entrega afiches
Chimaltenango	3	1	1	1	1,000	75
Jutiapa	4	1	1	0	1,000	75
Sololá	3	1	0	2	900	75
Petén	3	1	0	0	400	50
Retalhuleu	4	1	1	0	600	75
Chiquimula	4	1	1	0	500	50
Quezaltenango	3	0	0	0	400	100
Totales	24	6	4	3	4,800	500

Durante el año 2013 se visitaron 24 municipios en 7 departamentos, realizando capacitación a personal de DIACO y PDH con relación a la atención de inconformidades relacionadas con el servicio de energía eléctrica, se llevaron a cabo presentaciones a 3 instituciones educativas, se entregaron 4,800 panfletos y se colocaron 500 afiches en los lugares que se visitaron.

### 3.2.5. Inspecciones por denuncias

Derivado de las denuncias presentadas por usuarios del servicio de energía eléctrica se llevaron a cabo inspecciones de campo con el propósito de verificar aspectos técnicos necesarios para el análisis de cada caso, dependiendo del tipo de denuncia: aspectos comerciales, calidad de producto y/o servicio técnico, diseño de instalaciones, etc.

Ilustración 14. Inspecciones realizadas



Dentro de las inspecciones se realizan actividades como la verificación de instalaciones, instalación de equipos de medición, levantamiento y mapeo de las instalaciones, participación en reuniones usuario – Distribuidor.

Imagen 10. Fotos de las inspecciones



Inspección Caserío Nueva Victoria Sololá



Instalación equipos de medición de parámetros de calidad

### 3.2.6. Encuesta de calidad

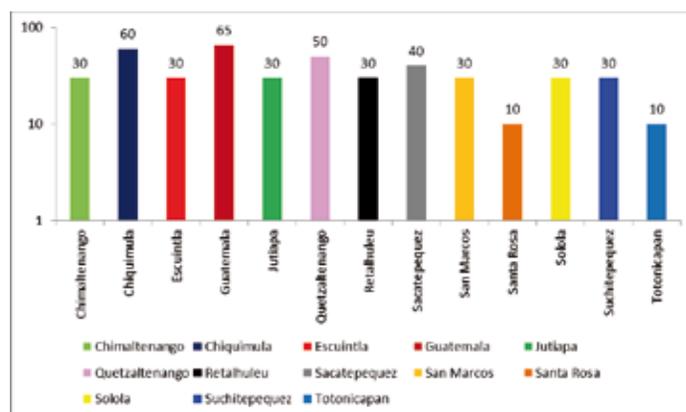
El artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, contenido en el Acuerdo Gubernativo No. 256-97, establece que, “Todos los años el Distribuidor realizará a su costo, una encuesta representativa a consumidores ubicados en la zona en la que brinda el servicio, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido.” “La encuesta será diseñada por la Comisión y deberá efectuarse a través de empresas especializadas registradas en la Comisión.” “La Comisión efectuará al 31 de diciembre de cada año una clasificación de las empresas en cuanto a su calidad de servicio tomando en consideración la encuesta, y el índice representativo de la calidad del servicio. Esta clasificación será informada públicamente en un diario de mayor circulación.”

La encuesta de calidad es un instrumento que permite medir la percepción de los usuarios sobre la calidad del servicio de distribución final de energía eléctrica que prestan las diferentes distribuidoras de energía eléctrica en todo el País. Las empresas que realizaron las encuestas fueron contratadas directamente por las empresas distribuidoras bajo su responsabilidad, con base en la lista de precalificados y diseño de la encuesta aprobada por la Comisión.

Durante el año 2013 tres empresas fueron acreditadas en el Listado de empresas para la elaboración de Encuesta de Calidad del Servicio de Distribución final de Energía Eléctrica; siendo estas: Aprende, S. A., Vox Latina y CID Gallup Latinoamérica.

Se realizó la fiscalización en campo a las empresas encuestadoras. Durante las dos fases se fiscalizó la cantidad de 445 usuarios encuestados en diferentes localidades de Guatemala.

Ilustración 15. Lugares fiscalizados al realizar la encuesta de calidad del año 2013



### 3.2.6.1. Fiscalización durante la realización de la Encuesta de Calidad

Encuesta de Calidad	1 Sem 2013	2 Sem 2013	
Fiscalización EEGSA	55	60	Encuestas
Fiscalización DEOCSA	0	110	Encuestas
Fiscalización DEORSA	0	110	Encuestas
Fiscalización EEMs	0	110	Encuestas
<b>TOTAL</b>	<b>55</b>	<b>390</b>	<b>445</b>

Cuadro control para revisar la fiscalización a la realización de la encuesta de calidad.

A continuación se puede observar el control de localidades fiscalizadas:

Cantidad	Distribuidor / departamentos
55	EEGSA - Escuintla, Sacatepéquez, Guatemala
26	EEM Retalhuleu
16	EH Patulul
20	EEM San Pedro Sacatepéquez
48	EEM Quetzaltenango
110	DEOCSA - Chimaltenango, Sololá, San Marcos, Totonicapán
110	DEOCSA - Chiquimula, Jutiapa, Mazatenango, Escuintla
60	EEGSA - Sacatepéquez, Escuintla

Se realizaron las siguientes actividades de fiscalización: verificación del personal de la empresa encuestadora, verificación del cuestionario, toma de fotografía de la persona encuestada y toma de punto georeferenciado.

Imagen 11. Fotografías de las Actividades de la Fiscalización Encuesta de Calidad 2013



Fiscalización Patulul



Fiscalización EEGSA



Fiscalización DEOCSA



Fiscalización DEORSA



Fiscalización San Pedro Sacatepéquez San Marcos



Fiscalización EEM de Retalhuleu

### 3.3. Actividades de calidad de producto y servicio técnico

La Comisión con el propósito de cumplir con sus funciones efectúa diversas actividades, para verificar el cumplimiento a los indicadores de calidad de servicio, tanto en los aspectos comerciales como en el cumplimiento a los parámetros relacionados con la calidad de la onda (producto técnico), y la continuidad del servicio o interrupciones (servicio técnico). A continuación el detalle de las actividades efectuadas durante el 2013 para verificar el cumplimiento a los parámetros anteriormente indicados.

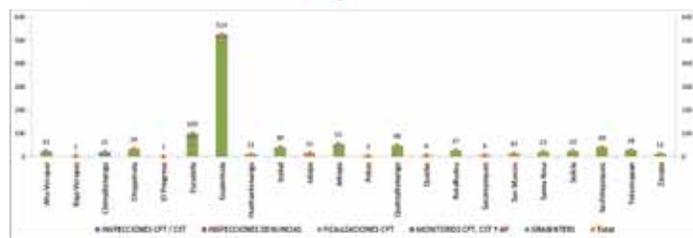
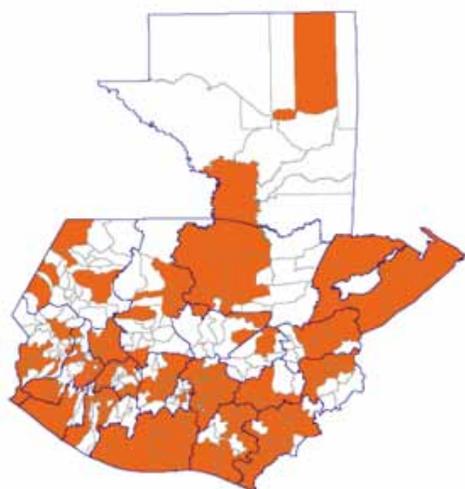
Tabla 37. Actividades Fiscalización de Calidad de Producto y Servicio Técnico, 2013

Identificador	G	H	I	J	K	
Actividad	Inspecciones CPT / CST	Inspecciones Denuncias	Fiscalizaciones CPT	Monitoreo en tiempo real PT, ST, Alumbrado Público	Monitoreo interrupciones	Total
Alta Verapaz	0	0	13	1	9	23
Baja Verapaz	0	0	0	3	0	3
Chimaltenango	1	0	0	0	20	21
Chiquimula	0	0	34	0	0	34
El Progreso	1	0	0	0	0	1
Escuintla	1	0	83	6	10	100
Guatemala	6	1	505	12	0	524
Huehuetenango	1	0	0	0	10	11
Izabal	0	0	30	0	10	40
Jalapa	0	3	10	2	0	15
Jutiapa	2	0	41	3	9	55
Petén	0	2	0	0	1	3
Quetzaltenango	2	1	45	0	0	48
Quiché	0	0	6	0	0	6
Retalhuleu	0	2	23	2	0	27
Sacatepéquez	0	0	0	6	0	6
San Marcos	1	0	13	0	0	14
Santa Rosa	0	0	20	0	1	21
Solalá	1	1	19	2	0	23
Suchitepéquez	0	0	37	3	0	40
Totonicapán	0	0	26	2	0	28
Zacapa	0	0	7	0	5	12
TOTAL	16	10	912	42	75	1055

Se efectuaron un total de 1,055 actividades relacionadas con la fiscalización de cumplimiento a los parámetros de calidad de producto técnico, servicio técnico y estudio de AP. Adicionalmente y como parte de las actividades que realiza la CNEE se incluye el estudio de consumo de luminarias de alumbrado público. A conti-

nuación se presenta la desagregación geográfica de dichas actividades.

Ilustración 16. Cobertura de la actividad de fiscalización de la CNEE de producto y servicio técnico.



Gráfica 49. Desglose de actividades de producto técnico y servicio técnico por distribuidor



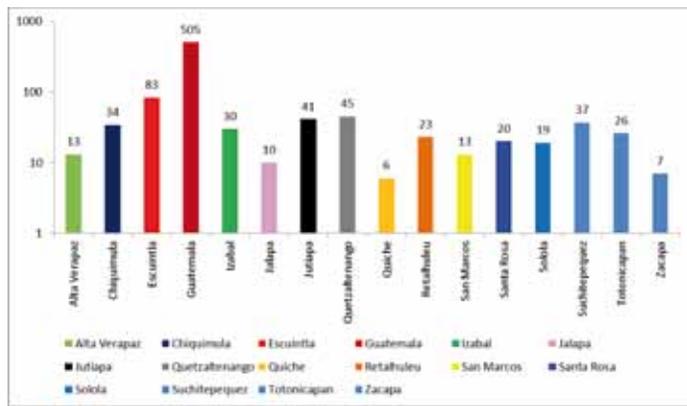
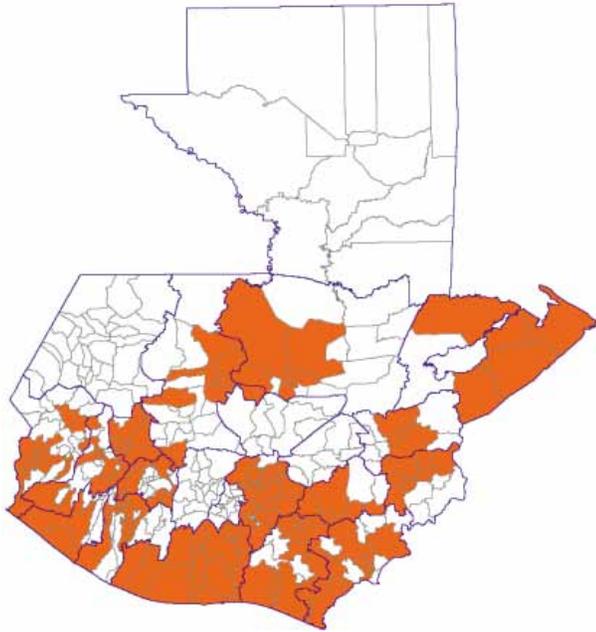
En la gráfica anterior puede observarse la cobertura por distribuidor de las actividades regulatorias, las cuales se realizan de forma diferenciada y según las características de servicio, redes, usuarios, acceso de los usuarios a la información regulatoria, etc.

### 3.3.1. Supervisión de mediciones de calidad de producto técnico

Con el objetivo de medir las condiciones de calidad del suministro mensualmente, la Comisión realiza el sorteo de los usuarios a los cuales se les debe realizar una medición de Calidad de 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. La CNEE fiscaliza dicho proceso participando en cualquier punto del proceso ya sea en la instalación o el retiro. Cuando se participa en los procesos de retiro se obtienen los archivos originales de descarga de datos de los equipos. Durante el año 2013 CNEE ha tenido presencia en 912 puntos de medición, visitando diferentes municipios de la República de Guatemala, realizando la supervisión de las mediciones que efectúan los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

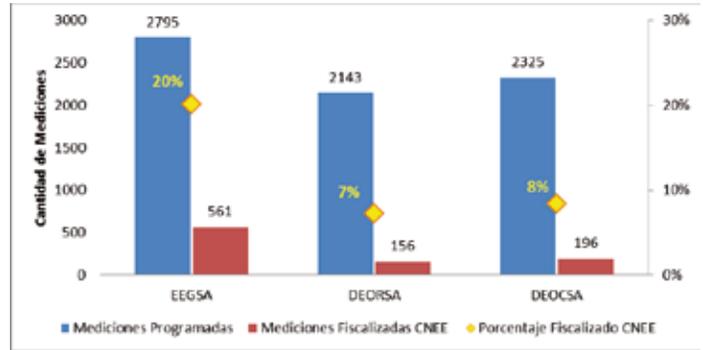


Ilustración 17. Supervisiones de mediciones de calidad de producto técnico



El objetivo de realizar esta supervisión es validar que se efectúen las mediciones requeridas por la CNEE, así como garantizar la integridad de las mediciones con las que se evalúa la calidad de producto suministrado por los distribuidores.

Gráfica 50. Desglose de fiscalización por empresa



Con el propósito de fiscalizar a los distribuidores la CNEE lleva a cabo la labor de fiscalización; es importante indicar que en el área de EEGSA se fiscalizan más puntos debido a la cercanía de los circuitos, mientras que en el área gestionada por DEOCSA y DEORSA la cobertura de puntos es menor debido a la distancia que existe entre cada uno de los puntos de medición. La gráfica anterior muestra los porcentajes fiscalizados por distribuidor. La CNEE continuará verificando los procesos de medición para abarcar cada vez más municipios del país con el objetivo de verificar la calidad del suministro.



Imagen 12. Fotografías de la actividad de fiscalización



Supervisión Retiro Equipo



Supervisión Retiro Equipo



Supervisión Retiro Equipo



Supervisión extracción de información



Supervisión extracción de información



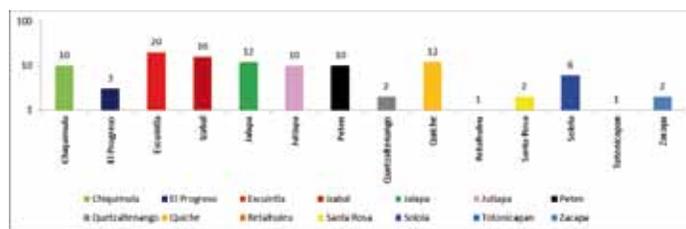
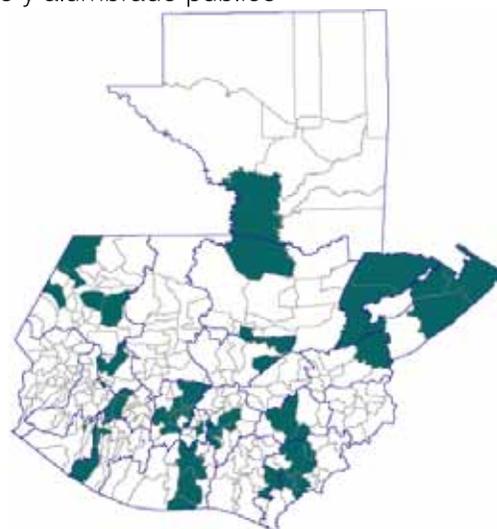
Equipo de medición

### 3.3.2. Monitoreo de calidad de producto y servicio técnico y, de consumo de alumbrado público

Con la finalidad de obtener mediciones de los parámetros de calidad de producto y servicio técnico durante el año 2013 la CNEE instaló en distintos municipios de la República de Guatemala equipos de monitoreo; también se midieron las características del consumo de

luminarias de alumbrado público. Estos equipos de monitoreo se instalaron en cada punto por un periodo aproximado de un mes. El mapa a continuación presenta los municipios en los cuales se instalaron equipos de medición, la información contiene equipos de monitoreo en tiempo real y registradores de interrupciones.

Ilustración 18. Monitoreo de producto técnico, servicio técnico y alumbrado público



Se instalaron 37 mediciones con equipos de monitoreo en tiempo real y 70 mediciones de registradores de eventos, las cuales se implementaron en los departamentos de Sacatepéquez, Escuintla, Retalhuleu, Suchitupéquez, Jalapa, Jutiapa, Totonicapán, Sololá, Alta Verapaz, Baja Verapaz y Guatemala, adicionalmente, se efectuaron mediciones con equipos registradores de eventos.

Durante el primer semestre los equipos se instalaron en la red de EEGSA, para el segundo semestre se instalaron los equipos en la red de los distribuidores DEOCSA y DEORSA. Los equipos instalados reportaban semanalmente vía remota los parámetros medidos. Con estas mediciones se efectuaron dos estudios de consumo de las luminarias de alumbrado público en las redes de distribución de EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

La información recabada es complemento a la evaluación de indicadores de Calidad de Producto y Servicio Técnico.

Imagen 13. Instalación de equipos de monitoreo en tiempo real, en redes de baja tensión y luminarias de alumbrado público



Personal de CNEE instalando las mediciones Equipos de monitoreo en tiempo real

Las fotografías anteriores reflejan la actividad de recopilación de información obtenida por el equipo de monitoreo de interrupciones a la red de baja tensión. Esta actividad que forma parte de la fiscalización realizada por la CNEE a las redes de distribución.

Imagen 14. Monitoreo de interrupciones en circuitos de distribución



Descarga de información de Registradores de interrupciones en circuito Yepocapa.

Monitoreo permanente de interrupciones en circuitos BAJA TENSIÓN.

### 3.4. Verificación de instalaciones de distribución

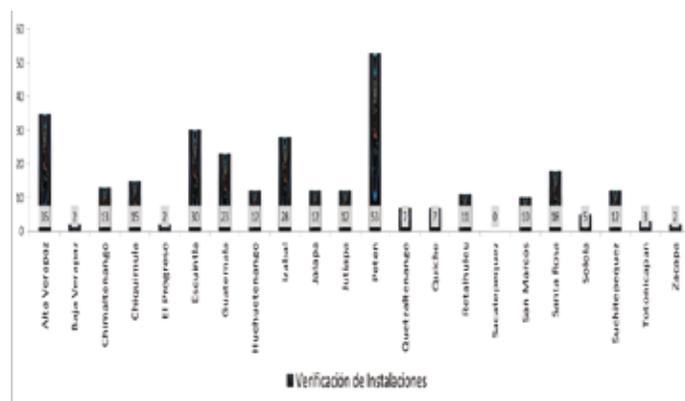
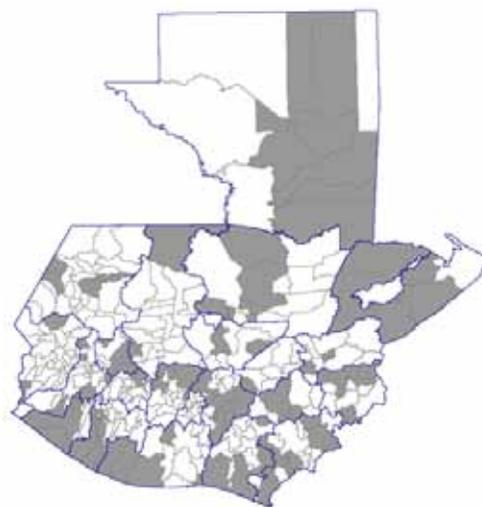
Con el propósito de incentivar la calidad del servicio técnico que los distribuidores brindan a sus instalaciones, la Comisión efectuó diferentes actividades de campo para verificar el estado de las líneas y los equipos de distribución, la fiscalización se realizó de forma muestral y aleatoria a las 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. A continuación se muestran los resultados de las fiscalizaciones realizadas durante el año 2013.

Tabla 38. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID, 2013

Identificador	H
Actividad	Verificación de instalaciones, cumplimiento NTDOID
Alta Verapaz	35
Baja Verapaz	2
Chimaltenango	13
Chiquimula	15
El Progreso	2
Escuintla	30
Guatemala	23
Huehuetenango	12
Izabal	28
Jalapa	12
Jutiapa	12
Petén	53
Quetzaltenango	7
Quiché	7
Retalhuleu	11
San Marcos	10
Santa Rosa	18
Sololá	5
Suchitepéquez	12
Totonicapán	3
Zacapa	2
TOTAL	312

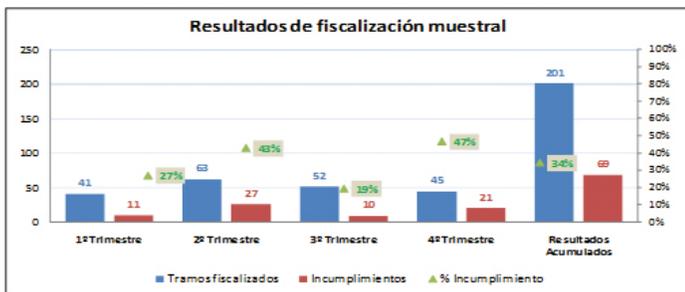
En total, se efectuaron 312 actividades relacionadas con verificación de cumplimiento a la normativa NTDOID. La desagregación geográfica de dichas actividades, se presenta a continuación:

Ilustración 19. Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución



La fiscalización realizada por la CNEE a las instalaciones de distribución de EEGSA, DEORSA y DEOCSA durante 2013 se llevó a cabo por medio de un muestreo aleatorio a los Tramos de Media Tensión reportados por los distribuidores. Durante la fiscalización a cada tramo sorteado se verificó si existían incumplimientos 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.

Gráfica 51. 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 de Media Tensión durante el año. Los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 69, lo cual representa un 34 por ciento del total fiscalizado.

Imagen 15. Resultados de la fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución



Incumplimiento NTDOID, falta de poda

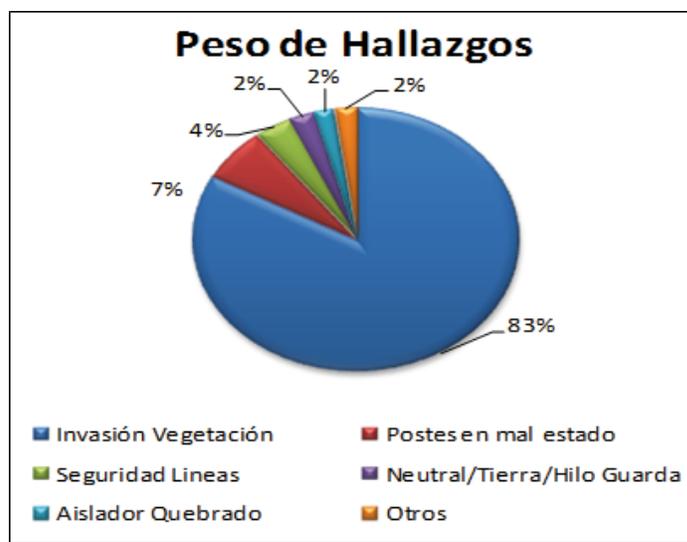
Incumplimiento NTDOID, aislador quebrado.



Incumplimiento NTDOID, poste inclinado

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

Gráfica 52. Tipo de Hallazgos por incumplimientos NTDOID



La gráfica muestra los tipos de incumplimientos hallados en la muestra aleatoria y también los incumplimientos adicionales encontrados durante el año 2013. Aproximadamente el 83% de los incumplimientos que fueron encontrados en las diferentes fiscalizaciones de la CNEE se relacionan con falta de poda o control de vegetación.

La CNEE está efectuando las actividades de seguimiento que corresponden para mejorar el cumplimiento normativo de los distribuidores, habiendo requerido 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  
EL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO**



#### 4. MONITOREO DE EVENTOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Después del terremoto ocurrido el 7 de septiembre de 2013 cerca de la costa occidental de Guatemala, la CNEE, efectuó, de acuerdo a las actividades de seguimiento de eventos climáticos o catastróficos que afectan a los sistemas de distribución y transmisión, el monitoreo posterior a dicho sismo, el cual afectó instalaciones del Sistema Nacional Interconectado. A continuación se muestra información relacionada con dicho sismo, y los efectos en el SNI.

La información contenida en el presente apartado, fue reportada por los diversos agentes del sector eléctrico a solicitud de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El 07 de septiembre 2013 hubo un terremoto cerca de la costa occidental de Guatemala que se produjo cerca de la triple unión entre las placas de Cocos, del Caribe, y las placas de América del Norte. La profundidad y el estilo de fallas del terremoto indican que probablemente ocurrió en una falla casi horizontal o casi vertical dentro de la placa de Cocos en subducción, en lugar de en el punto de un empuje por encima.

Información del evento:

- Fecha del evento: 7 de septiembre de 2013
- Identificación del Evento: terremoto en San Marcos
- Magnitud: 6.6 en la escala de Richter.
- Epicentro: 14.606 ° N 92.121 ° O
- Profundidad = 66,0 kilómetros
- Áreas Afectadas: Ciudad Tecún Umán, Coatepeque y Malacatán
- Inicio: 18:13:29 hora local

Información de efectos en el SNI por eventos sísmicos:

- 74,594 kWh de energía no servida durante los eventos sísmicos.

- Q1,363,615.06, un millón trescientos sesenta y tres mil seis cientos quince quetzales con 6 centavos, fue el costo de la energía no servida (1.82804 tarifa BTS).
- 116,364 usuarios desconectados durante los días 6, 7, 8, 9 y 14 de septiembre de 2013.
- 26 circuitos Media Tensión desconectados en 12 subestaciones Alta Tensión y Media Tensión.
- 1,012 postes desplomados.
- 2,051 elementos de red desprendidos de postes.
- 7,266 operaciones de equipos de protección Media Tensión.
- 5,874 activaciones de centros de transformación Media Tensión/Baja Tensión.
- 4 instalaciones de Alta Tensión afectadas.

Imagen 16. Mapa de incidencia sobre el SNI del sismo de septiembre de 2013.

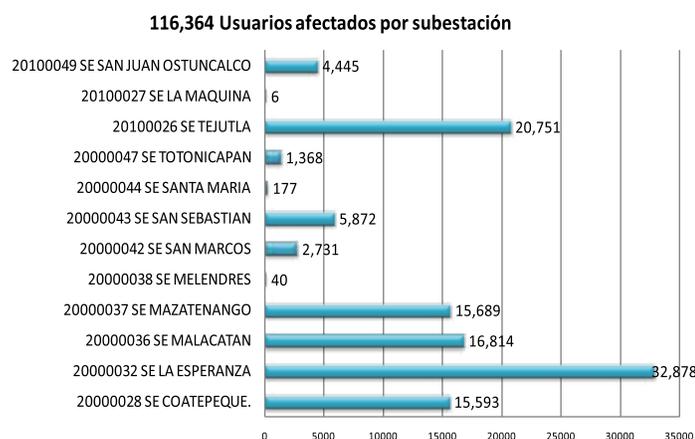


Colores por Departamento afectado:

- Totonicapán, San Marcos, Quetzaltenango, Sololá,
- Suchitepéquez, Retalhuleu

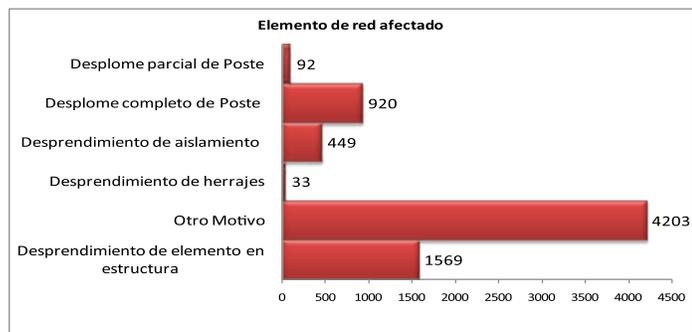
A continuación se presenta la información gráfica de los efectos en el Sistema Nacional Interconectado.

Gráfica 53. Cantidad de usuarios afectados por subestación.

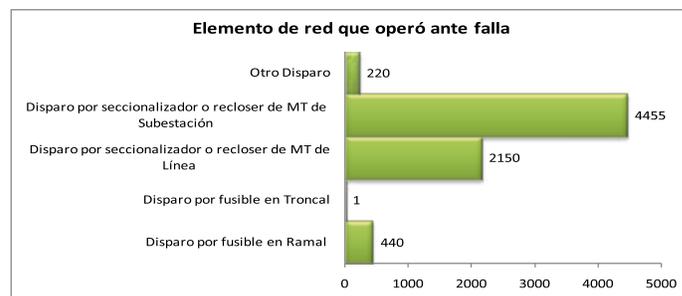


Más de cien mil usuarios fueron afectados durante las interrupciones del servicio de energía eléctrica derivado de los sismos acaecidos.

Gráfica 54. Elemento de red dañado.

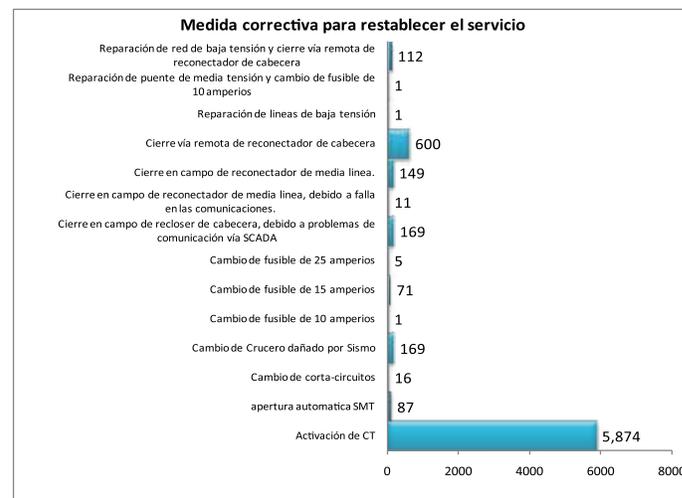


Gráfica 55. Operación equipos de protección.



La gráfica corresponde a los elementos de protección de la red que actuaron durante una falla.

Gráfica 56. Medidas correctivas para restablecer el servicio.



Las activaciones de CT corresponden al cierre manual de centros de transformación.



**SIEMENS**

**control de  
SANCIONES**



## 5. CONTROL DE SANCIONES

Con relación al mandato que la Ley General de Electricidad en su artículo 4 literal "...a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores..." la Comisión Nacional de Energía Eléctrica efectúa las fiscalizaciones correspondientes.

Según lo establecido en el Marco Regulatorio de electricidad, la CNEE está facultada para emitir las sanciones, según lo establecido en el marco regulatorio de electricidad, 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 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 cuanto a las indemnizaciones que resolvió la CNEE durante el año 2013, corresponden a los temas siguientes (en Millones de Quetzales):

Tabla 39. Indemnizaciones resueltas por la CNEE durante el año 2013

Tema	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	TOTAL
Comercial (Facturación, conexiones, etc.)	Q 0.10	Q 2.10	Q 0.04	Q 2.23
Desbalance de Corriente (normas de transporte)	Q 0.05	Q 0.05	Q -	Q 0.10
Producto Técnico (Voltaje)	Q 1.37	Q 5.63	Q -	Q 7.01
Servicio Técnico (interrupciones)	Q 46.20	Q 54.31	Q 0.76	Q 101.27
Total en millones de quetzales	Q 47.71	Q 62.11	Q 0.80	Q 110.62

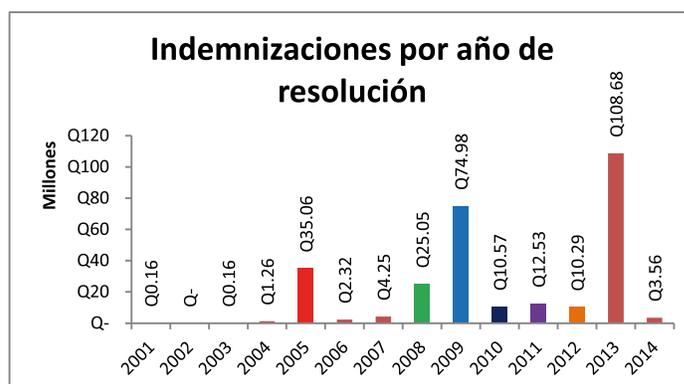
Para el caso de EEGSA se ha demostrado la aplicación de dichos montos a los usuarios en la factura posterior a la emisión de la resolución. En cuanto a los montos de DC y DR, los mismos se encuentran en proceso de revocatoria en el Ministerio de Energía y Minas. Luego

de la resolución de dichas revocatorias, los distribuidores deben aplicar las indemnizaciones a los usuarios.

La CNEE actualmente se encuentra realizando acciones a efecto de que se indemnicen a los usuarios sobre transgresiones a los indicadores comerciales de 2013 que se identificaron en los procesos de auditoría que realiza la CNEE a la información regulatoria remitida por los distribuidores, habiendo requerido el presente año a DEOCSA indemnizar a sus usuarios por más de Q 858 mil, por transgresión a indicadores comerciales del 1er Semestre de 2013, de forma adicional a los montos ya indicados.

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

Gráfica 57. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales



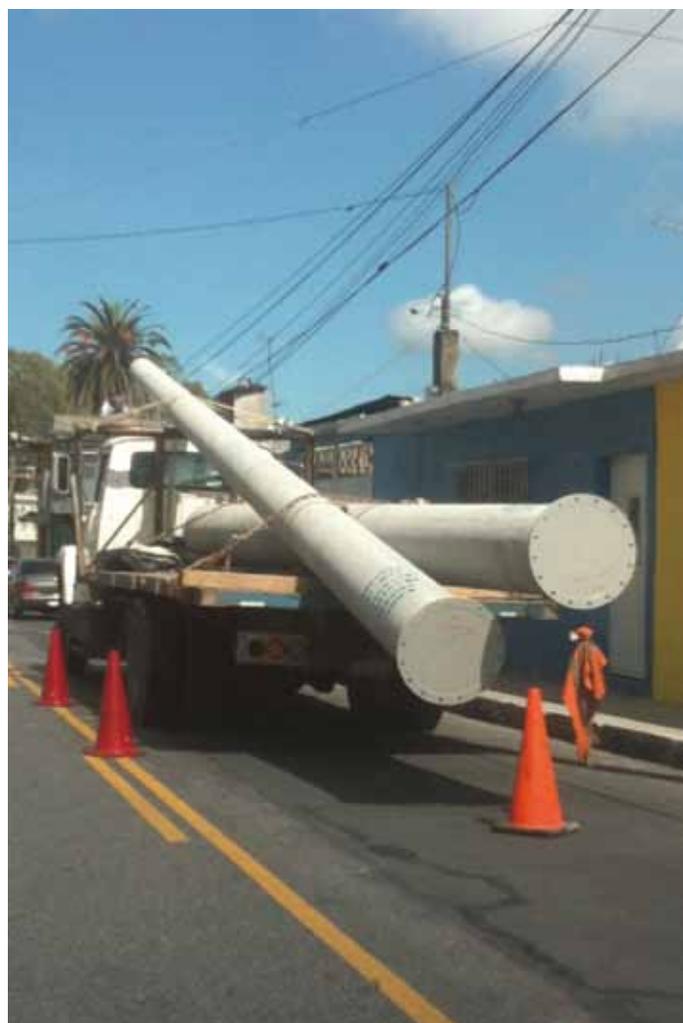
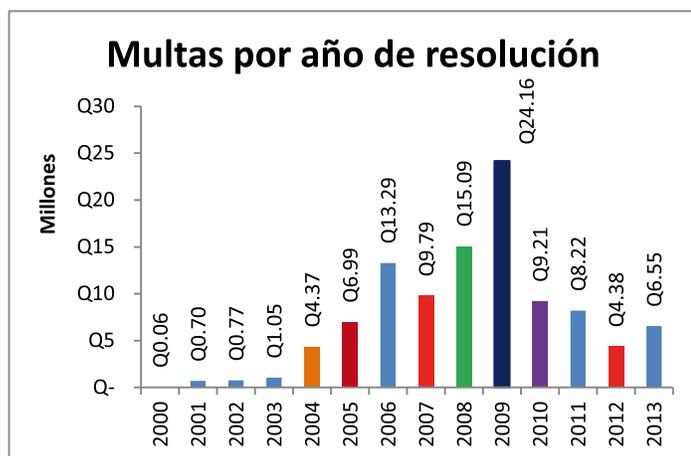
En cuanto a las multas que resolvió la CNEE durante 2013, corresponden a los temas siguientes (en Millones de Quetzales)

Tabla 40. Multas en Millones de Quetzales.

Tema	DEOCSA	DEORSA	ETCEE	TRELEC	DUKE	TOTAL
Comercial (Facturación, conexiones, etc.)	Q 0.09	Q 1.88	Q -	Q -	Q -	Q 1.97
Servicio Técnico (interrupciones)	Q -	Q -	Q 2.60	Q 0.14	Q 0.01	Q 2.75
Diseño y operación	Q -	Q -	Q 0.91	Q 0.91	Q -	Q 1.83
Total en millones de quetzales	Q 0.09	Q 1.88	Q 3.52	Q 1.05	Q 0.01	Q 6.55

En la siguiente gráfica se muestra el histórico actualizado de las multas por año de resolución, el cual considera expedientes que se encuentran en diversos recursos legales, los cuales están sujetos a la resolución de los mismos.

Gráfica 58. Histórico de multas 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	NTDROID
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

Tabla 1. Cantidad de Usuarios a diciembre de 2013	9
Tabla 2 Reclamos por Motivo de EEGSA, DEOCSA y DEORSA	14
Tabla 3. Reclamos por Medio de Presentación de EEGSA, DEOCSA y DEORSA	15
Tabla 4. Tiempo Medio por distribuidor en el 2013	16
Tabla 5. Monto Acumulado de Medidores verificados en años anteriores y 2013	17
Tabla 6. Conexiones de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red de EEGSA	18
Tabla 7. Conexiones de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red de DEOCSA	18
Tabla 8. Conexiones de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red de DEORSA	19
Tabla 9. Conexiones de Servicios Nuevos Con Modificación de Red de EEGSA	19
Tabla 10. Conexiones de Servicios Nuevos Con Modificación de Red de DEOCSA	20
Tabla 11. Conexiones de Servicios Nuevos Con Modificación de Red de DEORSA	20
Tabla 12. Reconexiones por Departamentos del Área de Cobertura de EEGSA	20
Tabla 13. Reconexiones por Departamentos del Área de Cobertura de DEOCSA	21
Tabla 14. Reconexiones por Departamentos del Área de Cobertura de DEORSA	21
Tabla 15. Resultados Encuesta de Calidad 2013	23
Tabla 16. Plan de Mejora	25
Tabla 17. Banda Desviación Distribuidores	27
Tabla 18. Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)	29
Tabla 19. Frecuencia Total de Interrupción por kVA (TTIK)	29
Tabla 20. Planes de mantenimiento anual 2013	31
Tabla 21. Actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA	32
Tabla 22. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA	33
Tabla 23. Resultados de la auditoría muestral NTDOID por trimestre	35
Tabla 24. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones de CNEE.	35
Tabla 25. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral	35
Tabla 26. Líneas de transmisión	39
Tabla 27. Transformadores	39
Tabla 28. Equipo de compensación	40
Tabla 29. Resumen de Mantenimiento en instalaciones de transporte: Líneas, Subestaciones, Equipo de Protección. Año 2013.	46
Tabla 30. Resumen de Mantenimiento de manera indirecta o de categoría de bajo nivel	46

Tabla 31. Comparación porcentual de líneas a las cuáles se realizó poda versus la longitud.	46
Tabla 32. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes.	47
Tabla 33. Mantenimiento a equipos de subestaciones de transporte por mes	47
Tabla 34. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes	48
Tabla 35. Actividades Comerciales realizadas, 2013	52
Tabla 36. Actividades Infokiosco	57
Tabla 37. Actividades Fiscalización de Calidad de Producto y Servicio Técnico, 2013	60
Tabla 38. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID, 2013	65
Tabla 39. Indemnizaciones resueltas por la CNEE durante el 2013	73
Tabla 40. Multas en Millones de Quetzales.	74

## GRÁFICAS

Gráfica 1. kVA instalado en las redes de distribución	9
Gráfica 2. Centros de transformación media tensión/baja tensión instalados	11
Gráfica 3. Evolución transformadores DEOCSA	11
Gráfica 4. Evolución transformadores DEORSA	11
Gráfica 5. Evolución transformadores EEGSA	11
Gráfica 6. Porcentaje de reclamos por distribuidor	13
Gráfica 7. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos por distribuidor	14
Gráfica 8. Reclamos por motivo recibidos en distribuidores	15
Gráfica 9. Reclamos por medio de presentación de EEGSA, DEOCSA y DEORSA	15
Gráfica 10. Gestiones por medio de correo electrónico por departamento	16
Gráfica 11. Medidores y lotes verificados por distribuidor en el primer y segundo semestre	17
Gráfica 12. Interrupciones programadas por distribuidor	17
Gráfica 13. Conexiones de servicios nuevos sin modificación de red por distribuidor	18
Gráfica 14. Conexiones de servicios nuevos con modificación de red por distribuidor	19
Gráfica 15. Reconexiones por distribuidor	20
Gráfica 16. Reclamos por facturación procedentes e improcedentes por distribuidor	22
Gráfica 17. Montos de facturación errónea por distribuidor	22
Gráfica 18. Mediciones de regulación de tensión-por distribuidor (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)	23
Gráfica 19. Mediciones fuera de tolerancia - Regulación de tensión	24

Gráfica 20. Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia de la distribuidora DEOCSA - Regulación de tensión	20
Gráfica 21. Tendencia acumulada de mediciones fuera de tolerancia de la distribuidora DEORSA - Regulación de Tensión	21
Gráfica 22. Indicador global FEBnoPER	26
Gráfica 23. Frecuencia equivalente por banda de tensión fuera de las tolerancias establecidas	27
Gráfica 24. Cantidad de usuarios por frecuencia de interrupción	29
Gráfica 25. Cantidad de usuarios por tiempo acumulado de interrupciones	29
Gráfica 26. Actividades de mantenimiento en líneas media tensión y baja tensión	30
Gráfica 27. Control de poda de vegetación efectuada por DEOCSA y DEORSA	31
Gráfica 28. Control de poda y tala de arbolado por región	31
Gráfica 29. Control trimestral de poda y tala de arbolado	32
Gráfica 30. Actividades de inspección de línea por trimestre	32
Gráfica 31. Control de inspección de líneas de media tensión por región.	32
Gráfica 32. Secuencia de la corrección de hallazgos del plan de DEORSA y DEOCSA en cuatro bloques.	36
Gráfica 33. Puntos fuera de tolerancia - regulación de tensión - por transportista	40
Gráfica 34. Puntos cantidad de mediciones fuera de tolerancia reportados por RECSA	41
Gráfica 35. Puntos cantidad de mediciones fuera de tolerancia factor de potencia – escala logarítmica	42
Gráfica 36. Cantidad de indisponibilidades de líneas de transmisión	43
Gráfica 37. Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión	43
Gráfica 38. Indisponibilidades programadas por transportista	44
Gráfica 39. Cantidad de indisponibilidades de transformadores	44
Gráfica 40. Duración de indisponibilidades de transformadores	45
Gráfica 41. Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión.	47
Gráfica 42. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista	47
Gráfica 43. Mantenimiento de subestaciones por región.	47
Gráfica 44. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.	48
Gráfica 45. Control de mantenimiento de protecciones por región.	48
Gráfica 46. Desglose de fiscalizaciones realizadas para cada distribuidor	51
Gráfica 47. Desglose de las actividades comerciales por distribuidor	52

Gráfica 48. Supervisión agencias comerciales por distribuidor	53
Gráfica 49. Desglose de actividades de producto técnico y servicio técnico por distribuidor	62
Gráfica 50. Desglose de fiscalización por empresa, 2013	62
Gráfica 51. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución	66
Gráfica 52. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID	66
Gráfica 53. Cantidad de usuarios afectados por subestación.	70
Gráfica 54. Elemento de red dañado.	70
Gráfica 55. Operación equipos de protección.	70
Gráfica 56. Medidas correctivas para restablecer el servicio.	70
Gráfica 57. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales	73
Gráfica 58. Histórico de multas en millones de quetzales	120

## IMÁGENES

Imagen 1. Ubicación de los distribuidores.	10
Imagen 2. Centros de transformación.	12
Imagen 3. Regiones del País	21
Imagen 4. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos CNEE de incumplimientos NTDOID.	34
Imagen 5. Mapa de ubicación de los 759 incumplimientos históricos NTDOID (anteriores a 2013). 452 incumplimientos corresponden a DEORSA y 307 corresponden a DEOCSA.	36
Imagen 6. Fotografías de la Fiscalización de Agencias	54
Imagen 7. Fotografías de la Verificación de Medidores.	55
Imagen 8. Fotografías Rutas de Lectura	56
Imagen 9. Fotografías de las Actividades del Infokiosco	57
Imagen 10. Inspecciones Denuncias	58
Imagen 11. Fotografías de las Actividades de la Fiscalización Encuesta de Calidad 2013	60
Imagen 12. Fotografías de la actividad de fiscalización	63
Imagen 13. Instalación de equipos de monitoreo en Tiempo Real, en Redes de Baja Tensión y luminarias de Alumbrado Público	64
Imagen 14. Monitoreo de interrupciones en Circuitos de Distribución	64
Imagen 15. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución	69

Imagen 16. Mapa de incidencia sobre el SNI del sismo de septiembre 2013.	97
<b>ILUSTRACIÓN</b>	
Ilustración 1. Mapa de calidad - porcentaje de reclamos correspondiente al primer y segundo semestre	14
Ilustración 2. Mapa de calidad del tiempo promedio de procesamiento de reclamos durante el primer semestre.	20
Ilustración 3. Mapa de calidad del tiempo promedio de atención de reconexiones por municipio	21
Ilustración 4. Porcentaje de usuarios por municipio en redes de baja tensión que incumplían con el parámetro de regulación de tensión (Antes del plan de mejora CPT)	25
Ilustración 5. Porcentaje de usuarios por municipio en redes de baja tensión que incumplen con el parámetro de regulación de tensión (Considerado el plan de mejora)	26
Ilustración 6. Gráficas de valores individuales promedio de tiempo de interrupción por Usuario (Horas fuera de servicio) - TIU - en el área urbana y rural.	28
Ilustración 7. Gráficas de valores individuales promedio de tiempo de Interrupción por usuario (Horas fuera de servicio) - TIU - en el área urbana y rural	28
Ilustración 8. Cobertura de la actividad de fiscalización de la CNEE	51
Ilustración 9. Cobertura de la fiscalización de la CNEE de las actividades comerciales de los distribuidores	52
Ilustración 10. Supervisiones de agencias comerciales	53
Ilustración 11. Supervisiones verificación de precisión de medidores	54
Ilustración 12. Supervisión de lecturas.	55
Ilustración 13. Lugares visitados por el infokiosco y número de usuarios atendidos	56
Ilustración 14. Inspecciones realizadas	58
Ilustración 15. Lugares Fiscalizados al realizar la Encuesta de Calidad 2013	59
Ilustración 16. Cobertura de la actividad de fiscalización de la CNEE de producto y servicio técnico.	61
Ilustración 17. Supervisiones de Mediciones de Calidad de Producto Técnico, 2013	61
Ilustración 18. Monitoreo de producto técnico, servicio técnico y alumbrado público	63
Ilustración 19. Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de distribución	65