Comisión Nacional de Energía Eléctrica

COMPENDIO ESTADÍSTICO 2011

Calidad de servicio en distribución y transmisión

CNEE

CARTA DE PRESENTACIÓN - CNEE

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica se complace en presentar su Primer Compendio Estadístico de Regulación de Calidad, el cual incluye información sobre las Empresas de Distribución y Transporte de Energía Eléctrica actualizado a 2011.

La Ley General de Electricidad, establece que el Servicio de Distribución Final debe prestarse en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión. Con lo anterior se vincula el cálculo de tarifas y el reconocimiento dentro de las mismas del cumplimiento a los parámetros de calidad del servicio a las empresas Distribuidoras. El Reglamento de la Ley General de Electricidad define entre otros aspectos, que la calidad de servicio de distribución, se medirá tomando en cuenta los diferentes parámetros establecidos para Calidad del producto, Calidad del Servicio Técnico y Calidad del servicio comercial.

Asimismo, la Ley General de Electricidad, establece que el uso de las instalaciones de transporte devengará el pago de peajes a su propietario, indicando entre otras cosas que los peajes de transmisión incluirán la anualidad de la inversión y costos de operación y mantenimiento para instalaciones óptimamente dimensionadas. El Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que todo propietario de instalaciones dedicadas a la prestación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, estará sujeto a las normas establecidas; adicionalmente el RLGE establece que los parámetros de calidad serán medidos de acuerdo a lo que establezcan las NTCSTS.

La normativa eléctrica de calidad de los servicios de Distribución –NTSD- y Transmisión –NTCSTS-, desarrolla la forma y medio de control de los diferentes parámetros de calidad, siendo responsables los agentes Distribuidores y Transportistas, de poseer sistemas que generen la información necesaria para el monitoreo de la calidad del servicio, cálculo de indicadores, aplicación de indemnizaciones, etc. Reconociéndose en todo momento la “infraestructura” necesaria para el cumplimiento de las obligaciones de dichos agentes, tanto en aspectos relacionados con la prestación de los servicios, como en el control regulatorio de dichas obligaciones.

La CNEE cumpliendo con sus obligaciones, realiza la fiscalización del cumplimiento al Marco Legal vigente, por parte de los adjudicatarios y concesionarios de los servicios de Distribución y Transporte, dentro de dicha actividad efectúa el seguimiento de los parámetros e indicadores de calidad de servicio, realiza actividades de contraste, verificación, validación y fiscalización de información regulatoria, auditorías diversas y participa activamente en la imposición de indemnizaciones o multas por transgresiones a las tolerancias de calidad, según lo establece la propia normativa.

El presente compendio ha sido realizado con base en la información presentada por los agentes Distribuidores y Transportistas, quienes por norma deben recopilar, evaluar y remitir la información a la CNEE, en cumplimiento al Marco Regulatorio Vigente, los resultados presentados están sujetos al resultado de las auditorías y procesos de contraste efectuados por la Comisión, en cumplimiento de sus funciones.

Luego de los primeros 10 años de vigencia de la normativa de calidad, se observan aspectos que ameritan revisión, especialmente en el control de la calidad que prestan las Distribuidoras y Transportistas, esto considerando las mejoras en los sistemas tecnológicos actuales, que permiten realizar acciones que en el momento del establecimiento de la normativa ahora en vigencia, no eran posibles. Asimismo se observa que con la información desagregada, es posible realizar controles de cumplimiento de forma regionalizada, incentivando el cumplimiento de los indicadores en todas las regiones del país y evitando que la realización de promedios en el cálculo de los mismos no permita observar los sectores que necesitan más atención por parte de las empresas.

Licda. Carmen Urízar Hernández

Licda. Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova

Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar

Foto de portada: Jacinto Wug

DIVISIÓN DE REGULACIÓN DE CALIDAD
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Antonio Roberto Garcia Escobar
Jefe de División de Regulación de Calidad

Luis Carlos Morales Prillwitz
Jefe del Departamento de Calidad Comercial

Jacobo Estuardo Ponce Chavarría
Jefe de la Unidad de Informática y Control Estadístico

Luis Mauricio Saquilmer
Jefe del Departamento de Gestión Técnica y Verificación de Instalaciones

Jorge Iván Ávila Rosales
Jefe de la Unidad de Apoyo a Empresas Eléctricas Municipales

Oscar Arnoldo Aldana Quiroa
Encargado del Departamento de Calidad de Producto y Servicio Técnico

Contenido

CARTA DE PRESENTACIÓN - CNEE 2

1. Información general de las Distribuidoras 5

1.1. Distribuidoras con más de 100,000 usuarios 5

1.1.1. Usuarios 5

1.1.2. Cantidad de kVA reportados 5

1.1.3. Cantidad de centros de Transformación reportados 6

1.2. Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios 6

1.2.1. Capacidad instalada y Extensión de la Red de Media Tensión de las EEMs. 8

2. Cumplimientos Normas Técnicas del Servicio de Distribución 9

2.1. Regionalización de la Información 9

2.2. Calidad del Servicio Comercial 10

2.2.1. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor 10

2.2.1.1. Porcentaje de reclamos (R%) 11

2.2.1.2. Verificación de la precisión de la medición del consumo de energía 11

2.2.1.3. Notificación de Interrupciones Programadas 13

2.2.2. Calidad de la atención al usuario 14

2.2.2.1. Solicitud de Servicios Nuevos que no Requieren Modificación de Red. 15

2.2.2.2. Solicitud de Servicios Nuevos que Requieren Modificación de Red. 15

2.2.2.3. Reconexiones 16

2.2.2.4. Facturación Errónea 16

2.3. Calidad de Producto Técnico del Sistema de Distribución 17

2.3.1. Regulación de Tensión 18

2.4. Calidad de Servicio Técnico 21

2.4.1. Indicadores de la Calidad de Servicio Técnico Individuales 21

2.4.2. Mapas de Calidad de Servicio Técnico 21

2.4.3. Mapas Promedio FIU y Promedio TIU en el Área Urbana 22

2.4.4. Mapas Promedio FIU y TIU en el Área Rural 24

2.5. Encuestas de Calidad 2011 26

2.5.1. Encuesta de Calidad a Usuarios Regulados 26

2.5.2. Encuesta de Calidad a Grandes Usuarios 29

3. Información de los Transportistas 30

4. Cumplimiento a las Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones 31

4.1. Calidad de Producto Técnico de Transporte 31

4.1.1. Regulación de Tensión 31

4.2. Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto 32

4.2.1. Desbalance de Corriente en Distribuidoras con más de 100,000 usuarios 32

4.2.2. Desbalance de Corriente en Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios. 33

4.3. Calidad del Servicio Técnico de Transporte 35

4.3.1. Indisponibilidades Forzadas de Líneas de transmisión. 35

4.3.1.1. Número de Indisponibilidades Forzadas 35

4.3.1.2. Duración de Indisponibilidades Forzadas 36

4.3.2. Indisponibilidades Programadas de Líneas de Transmisión 37

4.3.2.1. Número de Indisponibilidades Programadas 37

4.3.2.2. Duración de Indisponibilidades Programadas 38

4.3.3. Histórico de Black Out's 39

5. Actividades de Campo, Fiscalización de CNEE 41

5.1. Fiscalización en Agencias Comerciales 41

5.2. Fiscalización de Ruta de Lecturas 42

5.3. Fiscalización de Producto Técnico 43

5.4. Actividades de Apoyo y Fiscalización de las Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios. 44

5.5. Fiscalización del Cumplimiento NTDOID y NTDOST 45

5.5.1. Monitoreo de Mantenimientos al Sistema de Transporte 45

5.5.2. Fiscalización de Mantenimientos de Distribución 46

5.5.2.1. Verificación Selectiva en Circuitos MT 46

5.5.2.2. Monitoreo de Interrupciones de Calidad de Servicio Técnico 47

5.5.2.3. Mapa de riesgos por tormenta tropical 12 E 48

6. Indemnizaciones por Transgresiones a los Indicadores de Calidad del Servicio 49

7. Multas por Transgresiones a los Indicadores de Calidad del Servicio 51

8. Consideraciones Finales 53

9. Lista de Acrónimos 54

1. Información general de las Distribuidoras

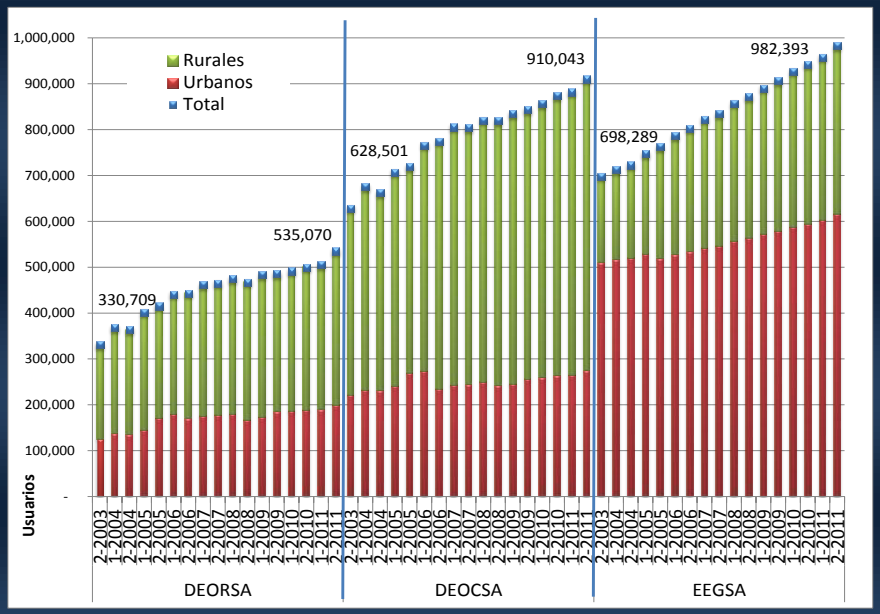
El Servicio de Distribución Final, es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión. El Servicio Eléctrico de Distribución debe prestarse a la población, con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al Usuario final. En esta sección se presentan datos estadísticos generales de las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

1.1. Distribuidoras con más de 100,000 usuarios

1.1.1. Usuarios

La cantidad de usuarios de DEOCSA, DEORSA Y EEGSA; se reporta a CNEE por medio de las tablas mensuales y semestrales.

Gráfica # 1. Evolución de Usuarios semestrales



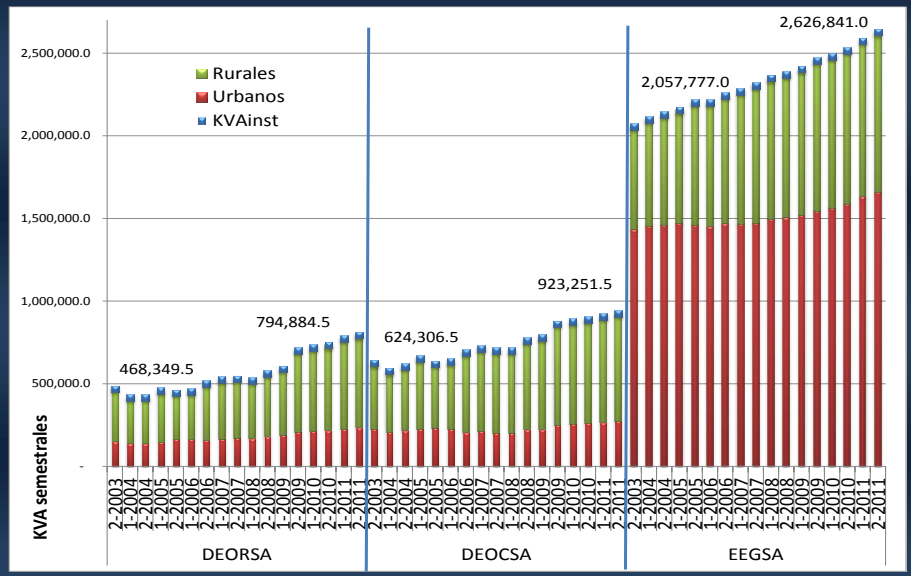
***Fuente**: Información reportada por la Distribuidora mediante las Tablas: Datos Técnicos.*

En la gráfica se observa el crecimiento histórico de los usuarios reportados por las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, desde el segundo semestre de 2003. Puede observarse el peso de los usuarios urbanos y rurales de las diferentes empresas. El crecimiento de usuarios en DEOCSA y DEORSA, posee el efecto del Plan de Electrificación Rural.

1.1.2. Cantidad de kVA reportados

Los kVA son kilovoltios-amperios y se refieren a la capacidad instalada en centros de transformación, referidos a los transformadores para alimentar a los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Gráfica # 2. Cantidad de kVA semestralmente reportados por las Distribuidoras.



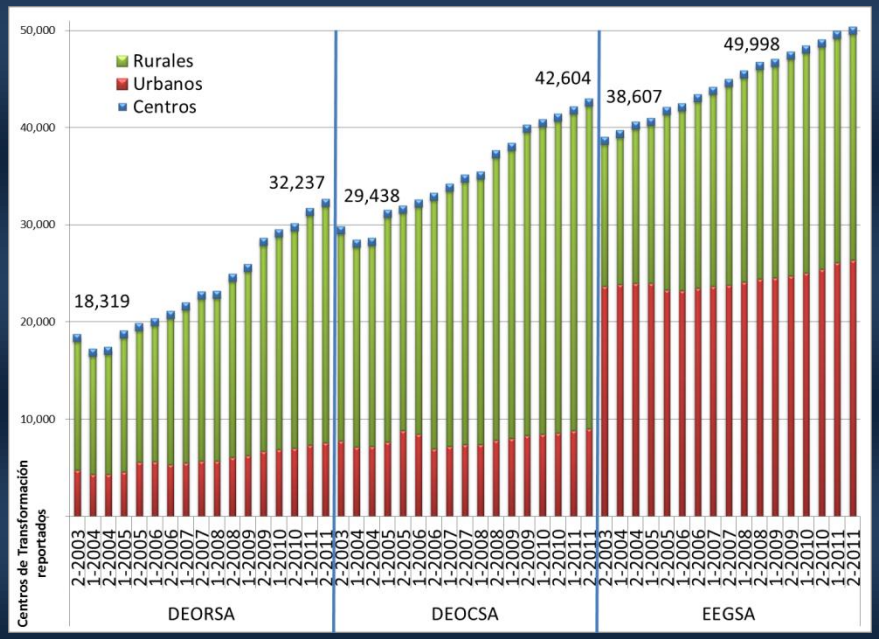
***Fuente**: Información reportada por la Distribuidora mediante las Tablas: Datos Centros.*

En la gráfica puede observarse la cantidad de kVA instalados para las 3 Distribuidoras con más de 100,000 usuarios. Es notorio que la capacidad instalada para EEGSA en el año 2011 supera a la suma de la capacidad de DEOCSA y DEORSA.

1.1.3. Cantidad de Centros de Transformación reportados

La cantidad de centros de transformación se vuelve interesante al reflejar una parte del tamaño de la red eléctrica del distribuidor.

Gráfica # 3. Cantidad de Centros de Transformación semestralmente reportados.



***Fuente**: Información reportada por la Distribuidora mediante las Tablas: Datos Centros.*

En las gráficas anteriores, puede observarse que el incremento en la cantidad de Centros de Transformación entre EEGSA y DEOCSA no es tan significativo como el incremento en la capacidad instalada en KVA de los centros de transformación reportados por ambas empresas.

1.2. Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios

Actualmente existen 16 Distribuidoras con menos 100,000 usuarios, que pertenecen en su gran mayoría a las municipalidades (EEMs) ubicadas en distintas regiones del país, las cuales prestan el servicio de distribución final en las regiones oriente y occidente de la república.

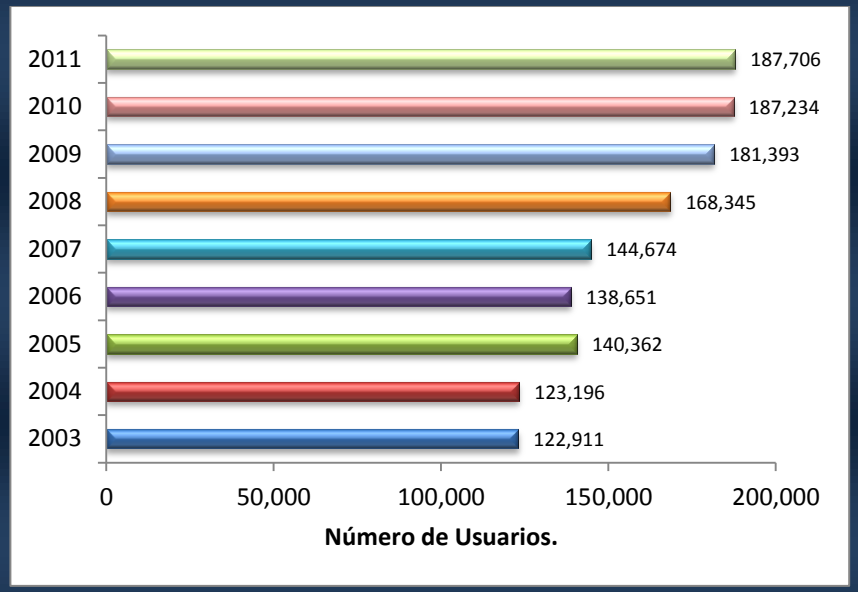
Tabla # 1. Histórico del número de usuarios de las empresas Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios

Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EEM de Gualán, Zacapa	2,207	2,423	2,747	2,602	2,582	3,334	3,524	3,542	3,843
EEM de Guastatoya, El Progreso	5,936	6,114	5,751	5,764	5,264	5,261	7,404	7,465	7,524
EEM de Huehuetenango	21,805	21,102	21,038	21,118	21,607	27,225	26,719	26,821	27,500
EEM de Jalapa	9,371	9,602	10,037	9,495	9,825	11,237	11,222	11,700	12,062
EEM de Joyabaj, Quiché	5,101	4,425	4,905	4,908	4,905	4,910	8,943	9,925	10,656
EEM de Puerto Barrios, Izabal	15,449	15,814	15,636	16,247	17,680	22,536	19,985	20,299	20,728
EEM de Quetzaltenango	32,210	32,854	33,000	33,511	35,249	41,477	50,000	50,000	47,432
EEM de Retalhuleu	8,874	8,366	9,009	9,733	9,684	8,500	10,158	10,201	10,733
EEM de San Marcos	6,625	6,121	6,276	6,306	6,785	7,341	7,809	8,215	8,083
EEM de San Pedro Pinula, Jalapa	704	422	829	796	765	1,031	1,007	1,010	1,042
EEM de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos	10,585	10,903	10,980	10,801	10,038	12,672	13,362	14,000	13,677
EEM de Santa Eulalia, Huehuetenango	1,050	2,165	2,662	2,664	2,263	3,384	3,465	3,700	3,245
EEM de Sayaxché, Petén *	1,132	1,166	1,400	1,189	1,132	1,132	0	0	0
EEM de Tacaná, San Marcos	970	989	644	909	810	810	1,017	1,020	1,073
EEM de Zacapa	14,65	11,73	12,982	10,086	13,045	14,455	12,662	15,115	15,314
EMRE de Playa Grande, Ixcán	N/D	N/D	1,760	1,725	2,224	2,224	3,300	3,400	4,147
EH de Patulul, Suchitepéquez	892	730	706	797	816	816	816	821	647
TOTAL	122,911	123,196	140,362	138,651	144,674	168,345	181,393	187,234	187,706

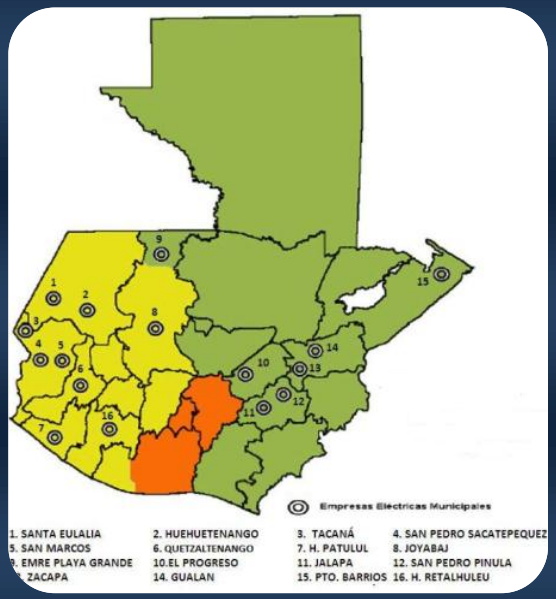
**Los usuarios de Sayaxché fueron absorbidos por DEORSA durante el año 2009.*
***El número de usuarios de la EEM de Quetzaltenango es un dato estimado ya que no han remitido a CNEE esta información.*
Fuente: Información Reportada por las Distribuidoras y estimada por CNEE.

A finales del año 2011, las Empresas Distribuidoras con menos de 100,00 usuarios alcanzaron en conjunto más de 187 mil usuarios, siendo una cantidad de usuarios significativa.

Gráfica # 4. Cantidad de Usuarios de las Empresas con menos de 100,00 usuarios -EEMs-.

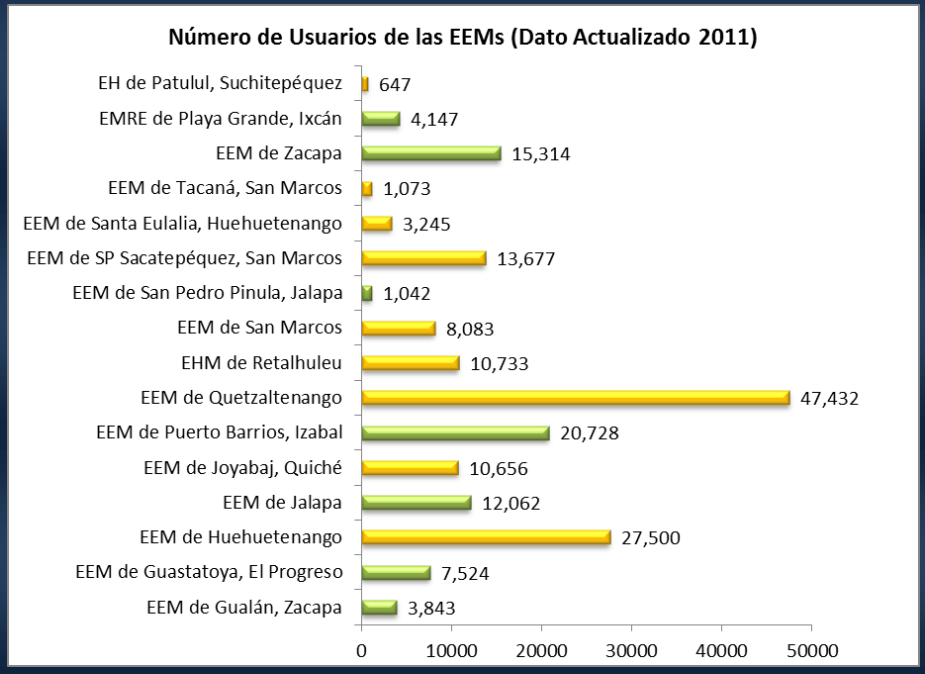


Fuente: Elaboración con datos disponibles por empresa, y estimaciones de CNEE.



Actualmente existen 16 Distribuidoras consideradas como EEMs, de las cuales 9 se encuentran en el área occidental de la República y las restantes 7 en el área del oriente de la República. Se muestra la cantidad anual de los usuarios de las mismas desde 2003.

Gráfica # 5. Número de Usuarios de las Empresas Eléctricas Municipales



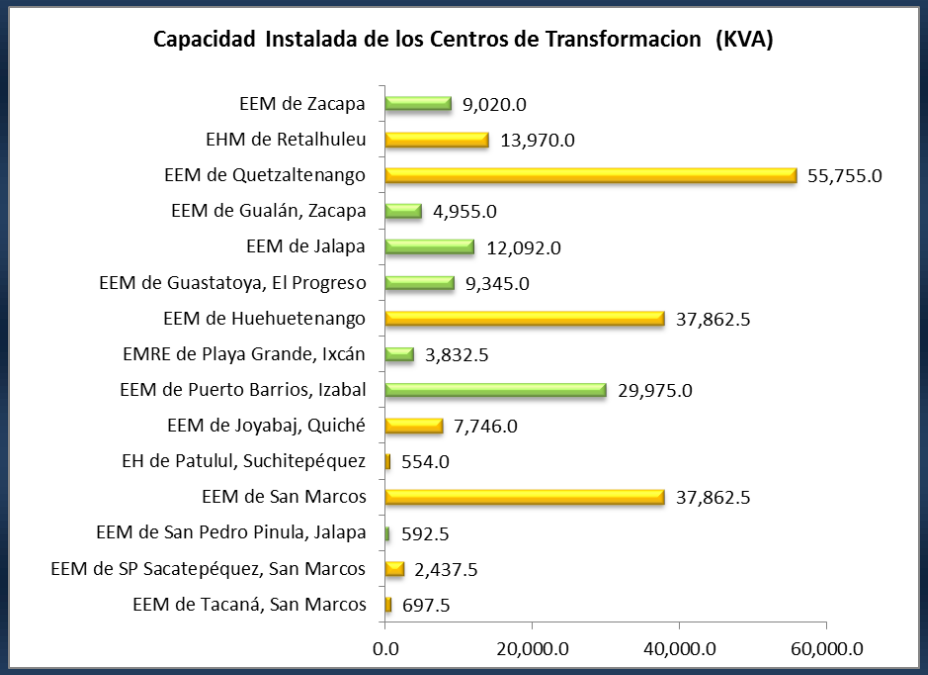
Fuente: Información reportada por las Distribuidoras.

En la gráfica se presenta la cantidad de clientes de las EEMs, actualizada a diciembre de 2011. Se efectúa una diferenciación por colores según el área geográfica de dichas empresas, utilizando el color amarillo para las Distribuidoras en el área de Occidente, y el color verde para las de Oriente. El dato de la EEM de Quetzaltenango es estimado.

1.2.1. Capacidad instalada y Extensión de la Red de Media Tensión de las EEMs.

La capacidad instalada y la extensión de la red de distribución han variado según los requerimientos de la demanda y la expansión de la red de distribución para su cobertura, esto hasta el límite designado según la autorización del servicio de distribución de cada Empresa Eléctrica Municipal.

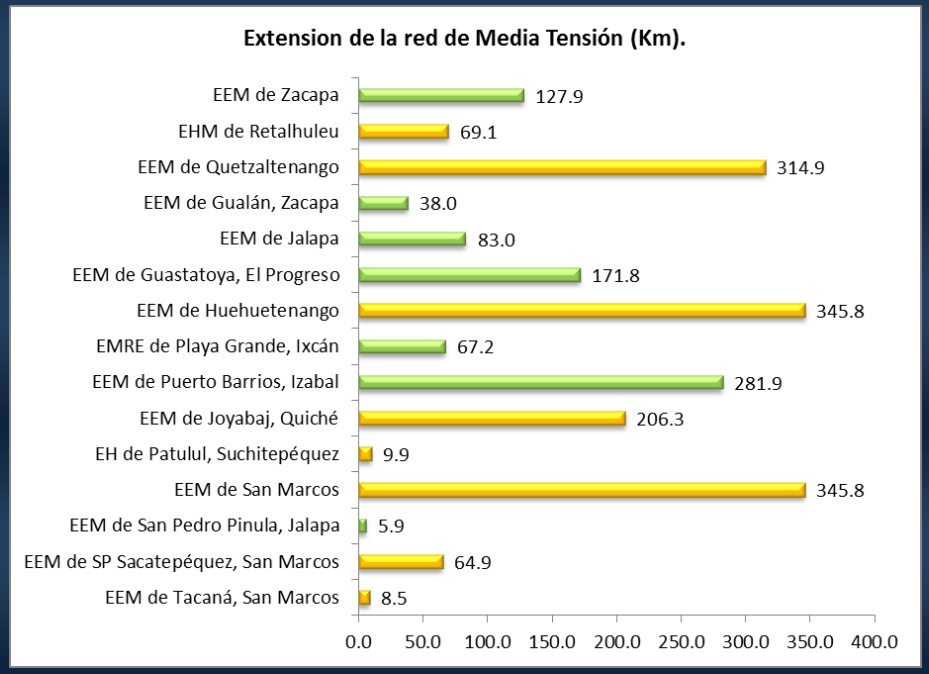
Gráfica # 6. Capacidad Instalada en KVA, de los Centros de Transformación de las Empresas Eléctricas Municipales.



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La Grafica representa la sumatoria de la capacidad (kVA) de los centros de transformación instalados en las redes de distribución de las EEMs. El total de kVA de los centros de transformación instados de las Empresas Eléctricas Municipales es de 226,697.0 kVA. La información se encuentra clasificada según las regiones de Oriente y Occidente.

Gráfica # 7. Extensión en kilómetros de la red de Distribución de MT de las Empresas Eléctricas Municipales



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La grafica representa la extensión en kilómetros de la red primaria en media tensión de las redes de distribución de las EEMs, incluyendo ramales monofásicos y trifásicos. La extensión total de la red de distribución de media tensión de las EEMs es de 2,140.9 km. La información se encuentra clasificada según las regiones de Oriente y Occidente.

2. Cumplimientos Normas Técnicas del Servicio de Distribución

Las NTSD tienen como objetivo establecer los derechos y obligaciones de los prestatarios y Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

a) Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor: Regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica y Flícker.

b) Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto: Distorsión Armónica, Flícker y Factor de Potencia.

c) Calidad del Servicio Técnico: Interrupciones.

d) Calidad del Servicio Comercial: Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor y Calidad de la Atención al Usuario.

Según el Artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, los objetivos de calidad del servicio y las sanciones por incumplimiento, se podrán fijar en forma regional, a fin de tener en cuenta los costos locales asociados a la atención del servicio y las características del consumo.

Los indicadores son calculados con base en la información que las Distribuidoras presentan a la CNEE. Durante el período Febrero a Junio de 2012, se realizan auditorías a los Sistemas Informáticos, Procedimientos, Metodologías, Modelos, Bases de Datos y Resultados de 2010 y 2011 de las Distribuidoras: Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., Los resultados de dichas auditorías no son considerados en el presente histórico de cálculo de indicadores. Asimismo, se tiene contemplado la realización de actividades de auditoría en Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., cuyo resultado podría dar lugar a variaciones en la información presentada en el presente Compendio.

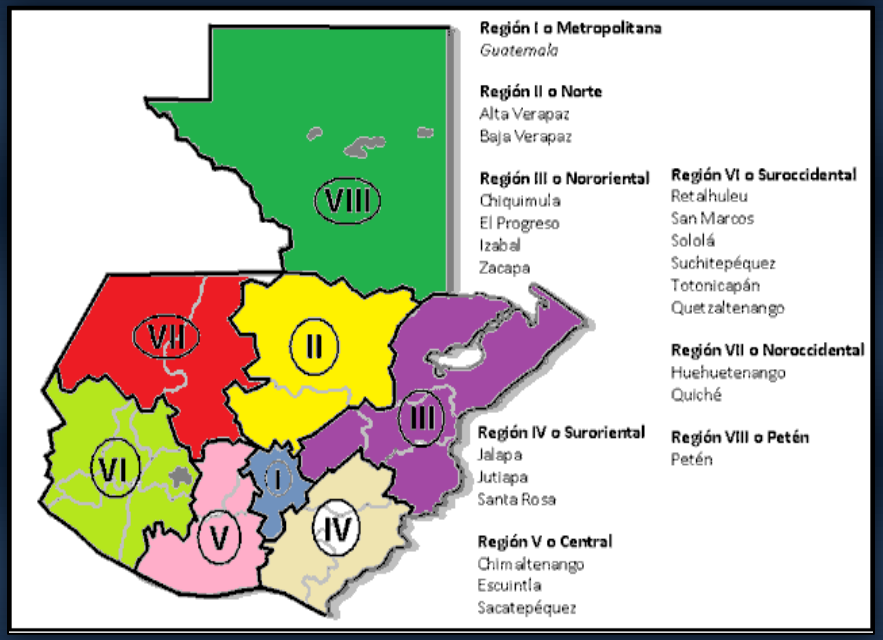
Actualmente, la CNEE se encuentra en la etapa de validación de la información relacionada con diversos tipos de indicadores, los cuáles no han sido incluidos en el presente documento. En futuras versiones se incluirá el compendio de los mismos.

2.1. Regionalización de la Información

Se realizó 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, la cual fue elaborada por la Secretaria de Planificación y Programación de la Presidencia -SEGEPLAN-. 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.

Gráfica # 8. Regiones del País



Fuente: Elaboración con datos de Segeplan.

El análisis de la información del cumplimiento normativo de forma regionalizada o por municipio, da a conocer el estado de la prestación de los servicios de una forma gráfica, permitiendo identificar los lugares que ameritan cambios en la gestión por parte de las empresas Distribuidoras, a efecto de mejorar la calidad del servicio que prestan a sus usuarios. Asimismo, presentan información útil para el público en general, que necesita información relacionada con el sector eléctrico con este tipo de detalle, y permite la realización a futuro de evaluaciones puntuales acerca de la calidad prestada en cada región.

Actualmente la normativa establece la forma y medio de la evaluación de la calidad, la cual en un futuro podría considerar cambios relacionados con los análisis por región contenidos en el presente compendio.

2.2. Calidad del Servicio Comercial

Una de las atribuciones que tiene la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la de proteger los derechos de los usuarios. La Calidad del Servicio Comercial contempla el control de los indicadores relacionados con la Facturación de los Usuarios, Supervisión de la Atención a Usuarios y la Atención de Reclamos y Denuncias.

Con el objetivo de tener mayor información de la calidad del servicio de electricidad del Distribuidor en cada parte del País y así enfocar las acciones para el logro de los objetivos planteados, se realizó la regionalización de los indicadores de acuerdo a la ubicación geográfica.

La fiscalización de la Calidad Comercial se realiza tomando en cuenta la siguiente clasificación:

a. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor
b. Calidad de la Atención al Usuario

2.2.1. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor

El objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial, es garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin menoscabo de la calidad del servicio eléctrico de Distribución.

La metodología de cálculo y los resultados históricos de algunos indicadores de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, se presentan a continuación:

El cálculo de cada indicador se realiza semestralmente, según lo establecido en la Normativa como período de control.

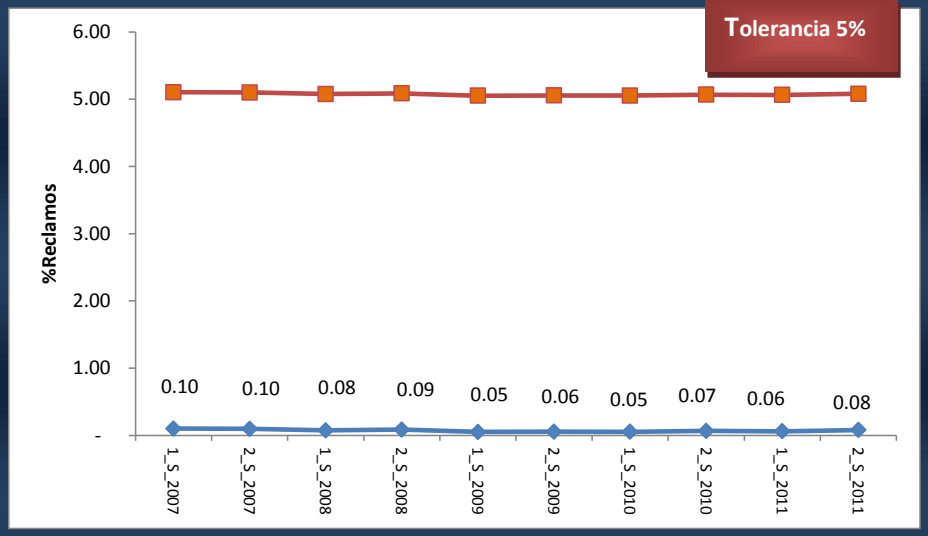
2.2.1.1. Porcentaje de reclamos (R%)

El indicador se calcula de la siguiente manera:

$$R\% = \text{Total de reclamos} \div \text{Número de usuarios de la Distribuidora} \times 100$$

La tolerancia es del 5%.

Gráfica # 9. R% en el período 2007-2011 de EEGSA



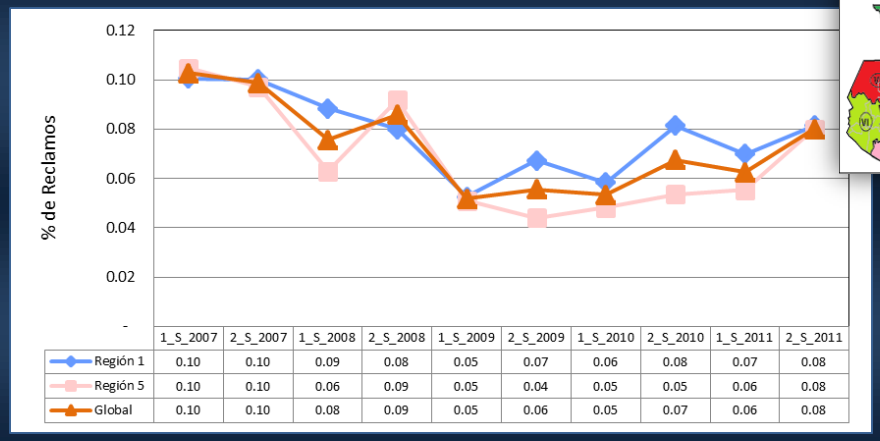
Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

Durante el período 2007-2011, los valores resultantes del cálculo del Indicador R%, reporta que se encuentran por debajo del 5%.

En el caso de EEGSA, el histórico del indicador R% desde el año 2007 al 2011, reporta valores por debajo del 1%,

El indicador R% se calcula con base a la información que presentan las Distribuidoras, actualmente la CNEE, realiza acciones encaminadas para la validación de la información remitida por las Distribuidoras en sus reportes mensuales y semestrales.

Gráfica # 10. Porcentaje de Reclamos de EEGSA, del período 2007-2011, discriminado en las regiones 1 y 5



	1_S_2007	2_S_2007	1_S_2008	2_S_2008	1_S_2009	2_S_2009	1_S_2010	2_S_2010	1_S_2011	2_S_2011
Región 1	0.10	0.10	0.09	0.08	0.05	0.07	0.06	0.08	0.07	0.08
Región 5	0.10	0.10	0.06	0.09	0.05	0.04	0.05	0.05	0.06	0.08
Global	0.10	0.10	0.08	0.09	0.05	0.06	0.05	0.07	0.06	0.08

Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

Como apoyo en la fiscalización de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, la CNEE ha realizado el cálculo de los indicadores de manera Regional.

En el área de cobertura de EEGSA se encuentran las Regiones 1 y 5, en dichas regiones se observa que el indicador no sobrepasa el 1%.

La agrupación por región efectuada para este parámetro de calidad, fue efectuada tomando en consideración la totalidad de usuarios de alta reportados por las Distribuidoras en cada región y su relación con los reclamos recibidos de cada región analizada.

2.2.1.2. Verificación de la precisión de la medición del consumo de energía

La muestra para la verificación de la precisión del equipo de medición se define de la siguiente manera:

- **Para Distribuidoras con más de 100,000 usuarios: 1 medidor por cada 5,000 Usuarios.**

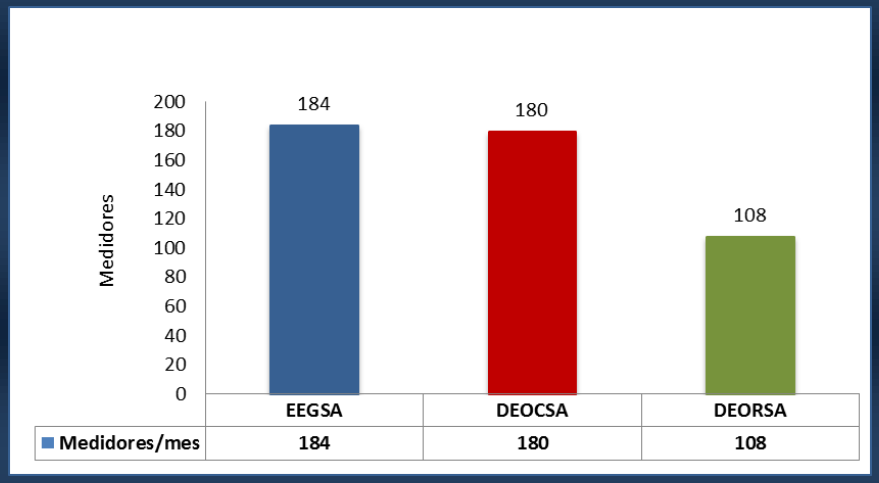
- **Para Distribuidoras de 10,000 a 100,000 usuarios: 1 medidor por cada 1,000 Usuarios.**
- **Para Distribuidoras con menos de 10,000 usuarios: 1 medidor por cada 500 usuarios.**
- **Muestreo basado en lotes de similares características.**
- **El tamaño de la muestra deberá ser representativo del lote.**

Se considera que un lote no cumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento de la muestra no cumple con las normas de fabricación correspondientes.

Con relación a este indicador, actualmente las Distribuidoras de energía eléctrica que prestan el servicio en el territorio guatemalteco tienen la responsabilidad de garantizar la calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica a sus usuarios.

La actividad de verificación de medidores se realiza mediante un muestreo estadístico definido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, el cual se encuentra en función de la cantidad de usuarios que tenga cada Distribuidora. A continuación se muestra la cantidad mínima de medidores que deben ser verificados por las Distribuidoras cada mes, según información de usuarios actualizada al segundo semestre de 2011, el dato variará semestralmente de acuerdo al crecimiento de las Distribuidoras.

Gráfica # 11**.** Cantidad de medidores a verificar mensualmente

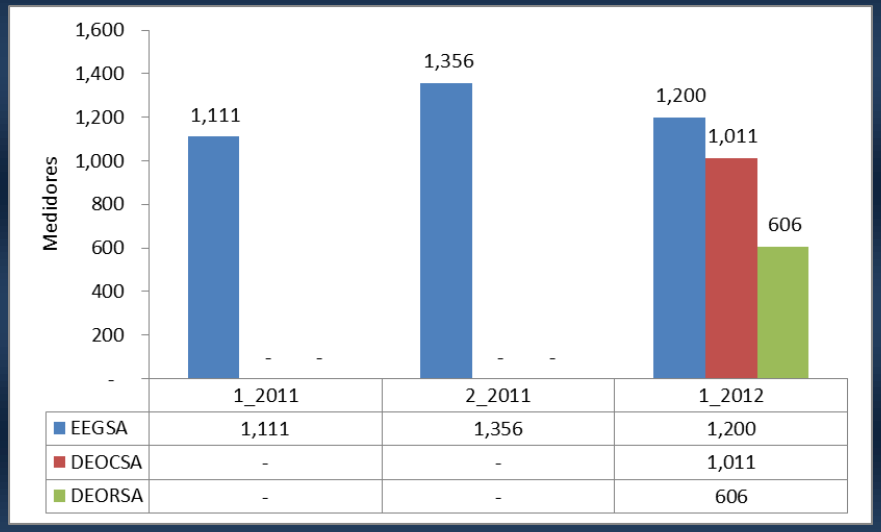


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

En la gráfica anterior, se presenta la cantidad de medidores que las Distribuidoras con más de 100 mil usuarios deben efectuar mensualmente, esto basado en las premisas establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución para la definición de la muestra y con base en la cantidad de usuarios a diciembre de 2011.

En la actualidad las tres Distribuidoras efectúan la actividad de Verificación de Medidores, mediante los procesos de fiscalización de la Calidad Comercial se ha logrado el cumplimiento normativo en dicho parámetro, ya que anteriormente dos Distribuidoras no efectuaban ninguna actividad de verificación y la tercera realizaba verificaciones sin realizar la agrupación y análisis por lotes de similares características. Los incumplimientos a la normativa se gestionan en sus expedientes respectivos.

Gráfica # 12**.** Medidores verificados semestralmente



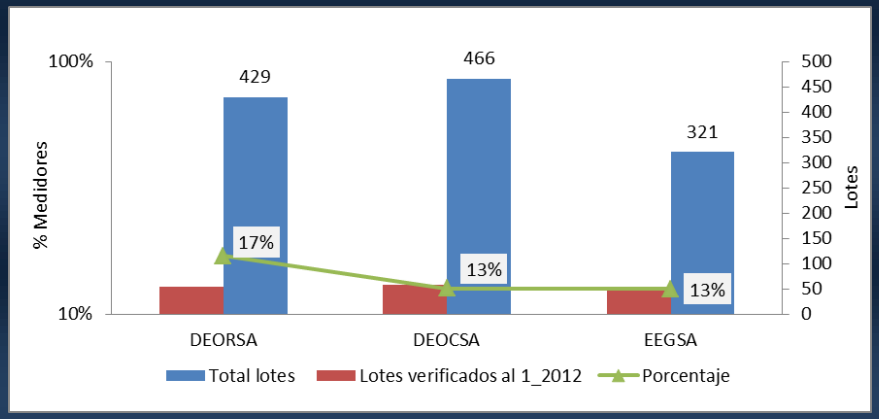
Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

El plan de muestreo de DEOCSA y DEORSA que está siendo efectuado actualmente, fue aprobado durante 2011. Según los planes de muestreo aprobados en Diciembre de 2011, incluyendo DEOCSA, DEORSA y EEGSA, se habrán verificado un total 5,284 medidores al primer semestre 2012, los cuales están asociados a más de 396 mil usuarios del servicio de energía

eléctrica, lo cual representa aproximadamente al 17% de medidores instalados en el País.

En cinco años se habrán verificado muestralmente el 100% de medidores.

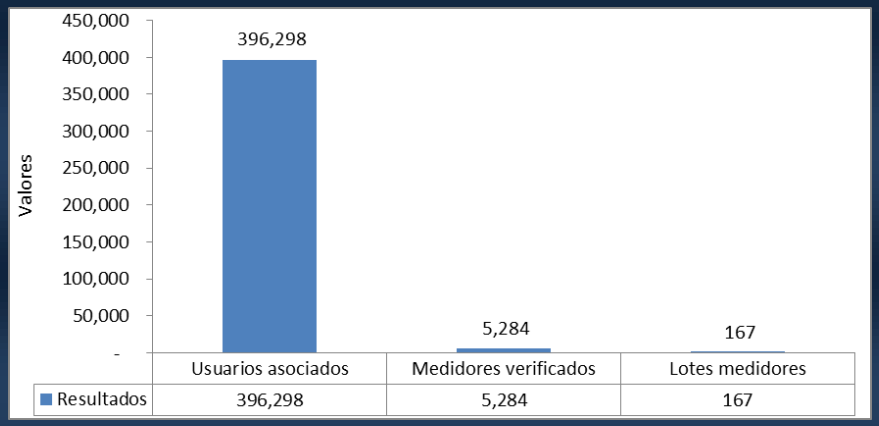
Gráfica # 13**.** Lotes de Medidores por Distribuidora y porcentaje de lotes verificados.



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

La grafica anterior, presenta la cantidad de lotes por Distribuidora, según similares características (voltaje, precisión, tipo, etc.), se presenta la totalidad de los mismos, y el porcentaje de lotes que serán verificados a finales de junio de 2012.

Gráfica # 14**.** Resultados Generales de la Actividad de Verificación de la Precisión del Equipo de Medición.



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

Los usuarios asociados a las verificaciones de medidores por lote son 396,298.

Se habrán verificado a junio de 2012 un total de 5,284 medidores.

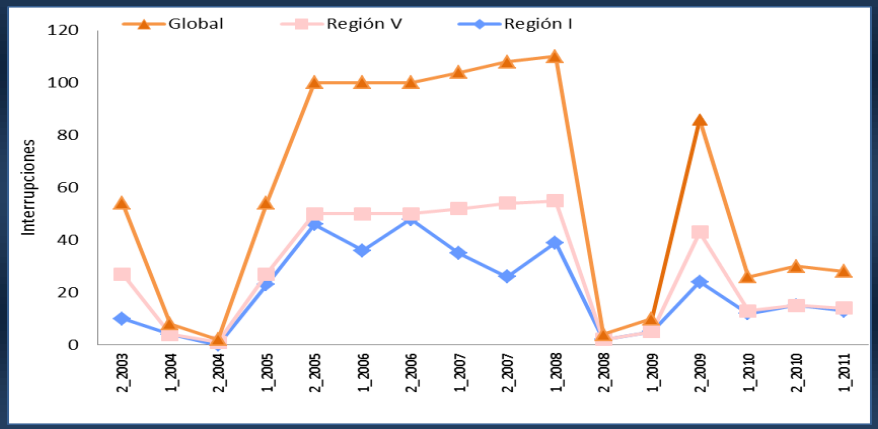
Los lotes de medidores que se habrán verificado a junio de 2012 un total de 167 lotes.

2.2.1.3. Notificación de Interrupciones Programadas

Las interrupciones programadas por parte de la Distribuidora, deben hacerse del conocimiento de los Usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el usuario, al alcance del Distribuidor.

En el año 2,011 se realizó la fiscalización del indicador Falta de Notificación de Interrupciones Programadas, a partir del segundo semestre de 2009 al segundo semestre de 2010. Así como el cálculo de dicho indicador a partir del año 2002 al 2011, lo cual se realizó clasificando cada interrupción programada reportada a CNEE por región. A continuación se presenta el detalle de interrupciones programadas realizadas a partir del año 2003 organizadas por Distribuidora y por región:

Gráfica # 15. Interrupciones Programadas de EEGSA

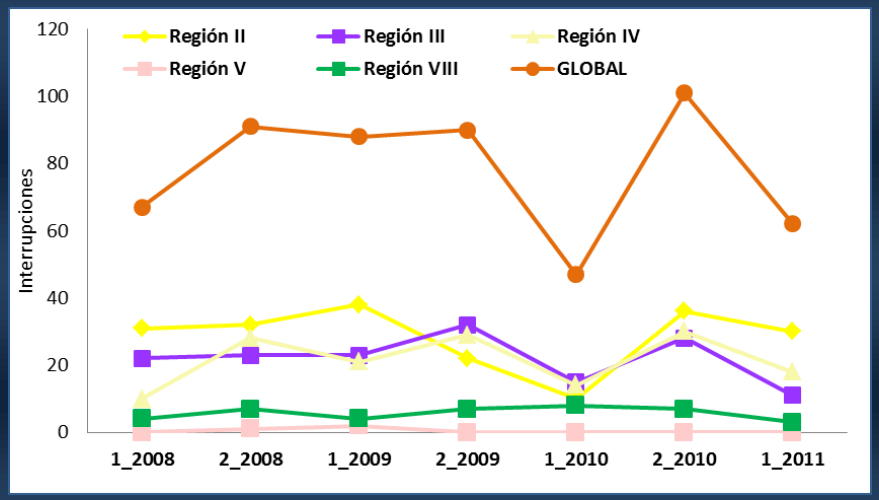


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

Se observa el comportamiento de las interrupciones programadas reportadas por EEGSA a CNEE, durante los últimos 9 años, teniendo una mayor cantidad de interrupciones en la Región V que corresponde a los Departamentos de Chimaltenango, Escuintla y Sacatepéquez.

Durante el segundo semestre de 2004 y segundo semestre de 2008, EEGSA no reportó interrupciones programadas dentro de la información de la Metodología para la Calidad del Servicio Comercial de Distribuidor.

Gráfica # 16. Interrupciones Programadas DEORSA

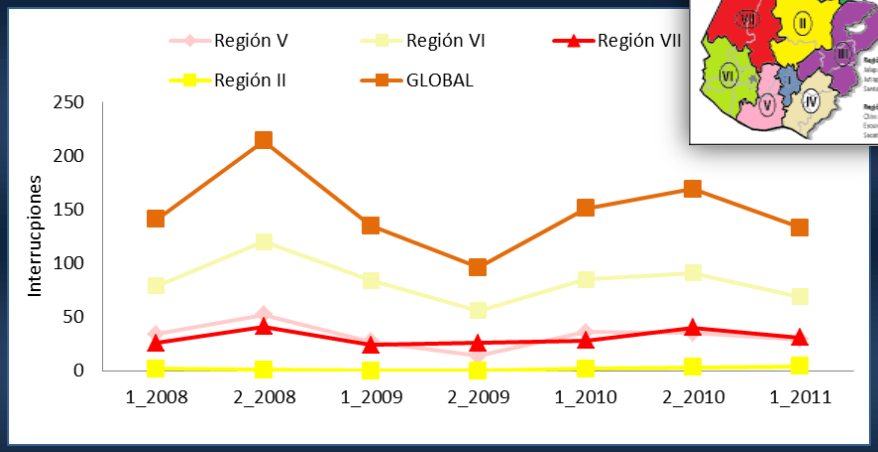


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

En la gráfica anterior se observa una mayor cantidad de interrupciones programadas en la región II, que corresponde a los departamentos de Alta Verapaz y Baja Verapaz.

La regionalización de este parámetro se efectuó agrupando la totalidad de información presentada por cada región, en relación a la cantidad de interrupciones programadas por cada Distribuidora.

Gráfica # 17. Interrupciones Programadas DEOCSA



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

En la gráfica anterior se observa una mayor cantidad de interrupciones programadas en la región VI, que corresponde a los departamentos de Retalhuleu, San Marcos, Sololá, Suchitepéquez, Totonicapán, Quetzaltenango.

Para el caso de DEOCSA y DEORSA se observa que anterior al año 2008, no se reportada la totalidad de interrupciones programadas, lo que no permitió efectuar el cálculo.

2.2.2. Calidad de la atención al usuario

Los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario son calculados semestralmente, utilizando la información que trasladan los distribuidores a la CNEE, los incumplimientos a los plazos establecidos en el Artículo 69 de las NTSD originan un pago de indemnización a los usuarios afectados.

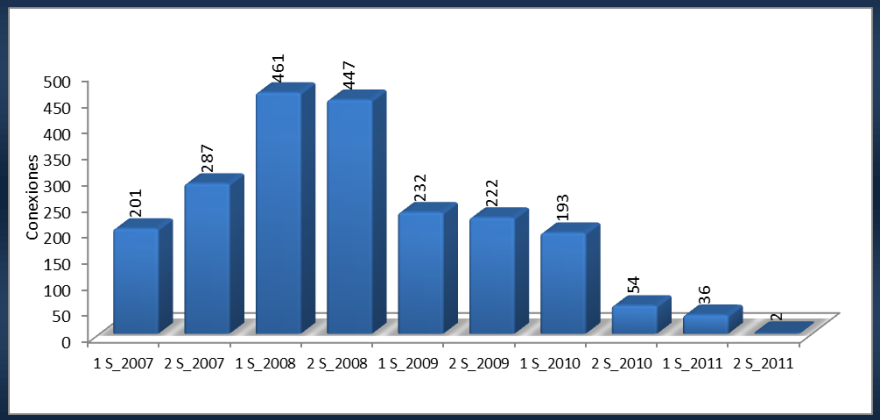
El Artículo 68 de las NTSD, establece los indicadores de Calidad de la Atención al Usuario. A continuación se presenta información estadística de dichos indicadores:

2.2.2.1. Solicitud de Servicios Nuevos que no Requieren Modificación de Red.

La fiscalización de este indicador se realiza cumpliendo con lo establecido en el Artículo 68 inciso a) del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece que los distribuidores tienen 28 días para realizar la conexión de éste tipo de servicios.

Los plazos de conexiones sin modificación de red se fiscalizan restando la fecha de pago de la conexión con la fecha de conexión. A continuación los resultados de la gestión realizada en este tema:

Gráfica # 18. Conexiones fuera de plazo en EEGSA

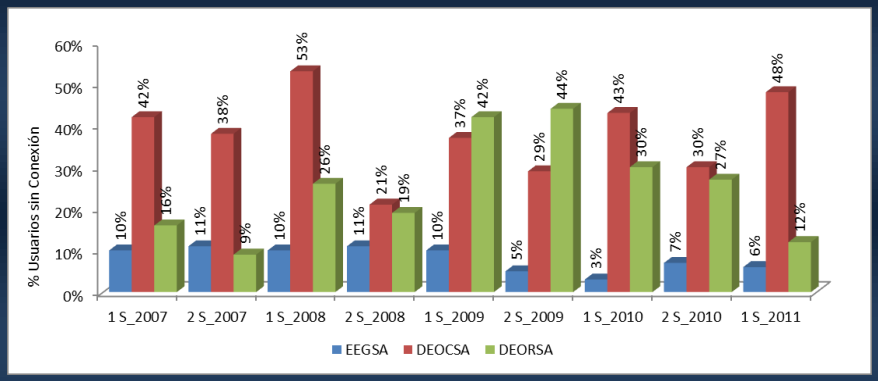


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de EEGSA

Según la información remitida por EEGSA, se observa que a partir del año 2009, se disminuye la cantidad de conexiones realizadas fuera de plazo, y el último semestre evaluado reporta únicamente 2 conexiones fuera de plazo.

La CNEE realiza la verificación de los plazos semestralmente con base en la información de la tabla Solicitudes de la Resolución CNEE-68-2001.

Gráfica # 19. Porcentaje de Usuarios sin conexión



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

Como parte de la fiscalización de la información, CNEE realizó el contraste de las conexiones de servicios nuevos versus la cantidad de usuarios que han pagado depósito de garantía. El análisis de la información anterior sirve como base en los procesos de fiscalización y auditoría que realiza la Comisión.

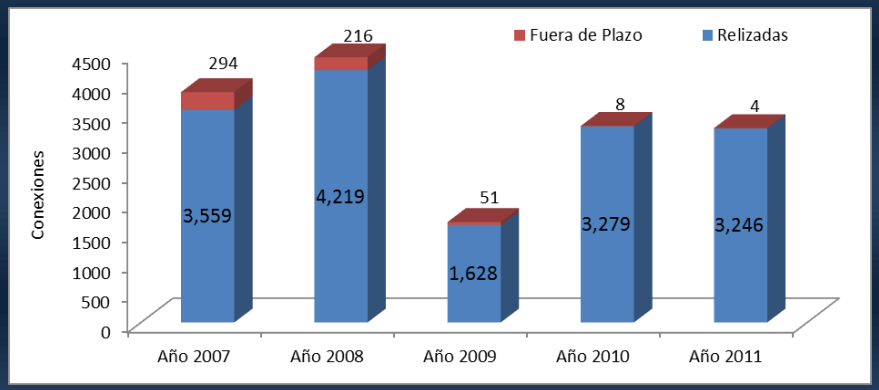
Este indicador no está contenido en la Normativa pero se utiliza para complementar los procesos de fiscalización que efectúa la Comisión e indicar a los Distribuidores los aspectos que deben mejorar. Se observa que existe una gran cantidad de usuarios en el interior de la república que a pesar de pagar el Depósito de Garantía, no son reportados conectados por las Distribuidoras.

2.2.2.2. Solicitud de Servicios Nuevos que Requieren Modificación de Red.

Se efectúa la verificación de este indicador con base a lo establecido en el Artículo 68 inciso b) del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indica que los distribuidores tienen 3 meses para realizar la conexión de éste tipo de servicios, al sobrepasar este plazo la Distribuidora debe indemnizar al usuario y además puede ser objeto de una sanción. A continuación los resultados de la gestión realizada en este tema para las

regiones 1 y 5 que corresponden al área de cobertura de EEGSA, no se incluye datos de conexiones con modificación de red de DEOCSA y DEORSA, ya que no reportan información en la tabla solicitudes de la Resolución CNEE-68-2001.

Gráfica # 11.Conexiones Fuera de Plazo con Modificación de Red - EEGSA



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

Se observa que las conexiones con modificación de red fuera de plazo realizadas en el período 2007-2011, son pocas en relación a la cantidad de conexiones realizadas, y en el año 2011 fueron 4 que representan un 0.12% del total de conexiones del año.

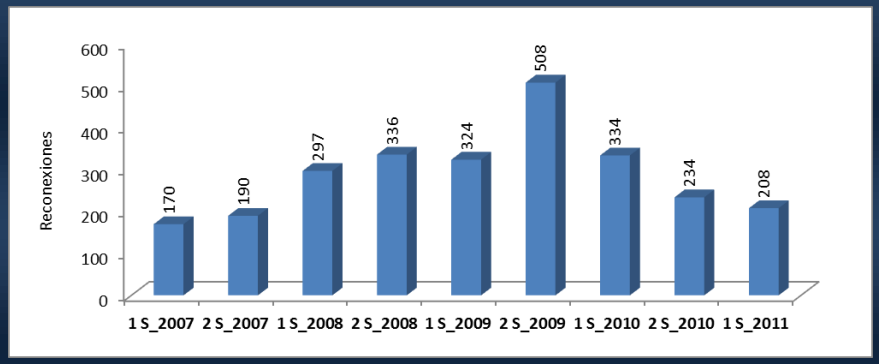
Para el cálculo de este indicador la Normativa establece un plazo de 3 meses, en los últimos años ha disminuido la cantidad de conexiones fuera de plazo.

No se presentan datos de DEOCSA y DEORSA ya que en la información de la tabla solicitudes no incluyen conexiones con modificación de red. Lo anterior es objeto de análisis por parte de CNEE y objeto de las auditorias efectuadas en dichas Distribuidoras.

2.2.2.3. Reconexiones

Cuando un usuario ha sido objeto de corte del servicio y efectúa el pago de la reconexión, la Distribuidora tiene 24 horas para realizar la reconexión del servicio, este indicador debe ser calculado por los Distribuidores y validado por la Comisión en cumplimento a lo establecido en el Marco Regulatorio. A continuación se muestran datos estadísticos de las Reconexiones:

Gráfica # 21**.** Reconexiones Fuera de Plazo de EEGSA, por Semestres del Período 2007 al 2011.



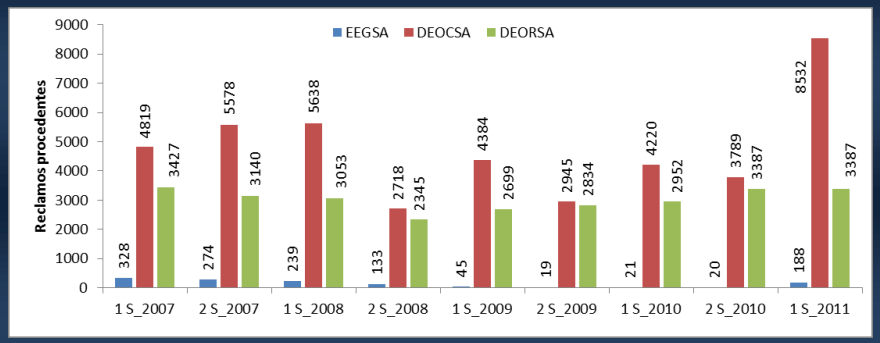
Fuente: Elaboración CNEE, con datos de EEGSA.

En el primer semestre de 2011, es donde se observa la menor cantidad de reconexiones realizadas fuera de plazo, y en el segundo semestre de 2009, es donde se reporta la mayor cantidad.

2.2.2.4. Facturación Errónea

La Comisión verifica el cumplimiento de lo establecido en los pliegos tarifarios y la aplicación de los mismos en la facturación mensual de los distribuidores, para ello se verifica la totalidad de los reclamos por facturación que reciben y las re facturaciones efectuadas, CNEE verifica la corrección de los errores y la acreditación del pago de indemnización correspondiente.

Gráfica # 22. Reclamos por Facturación Procedentes Recibidos por los Distribuidores

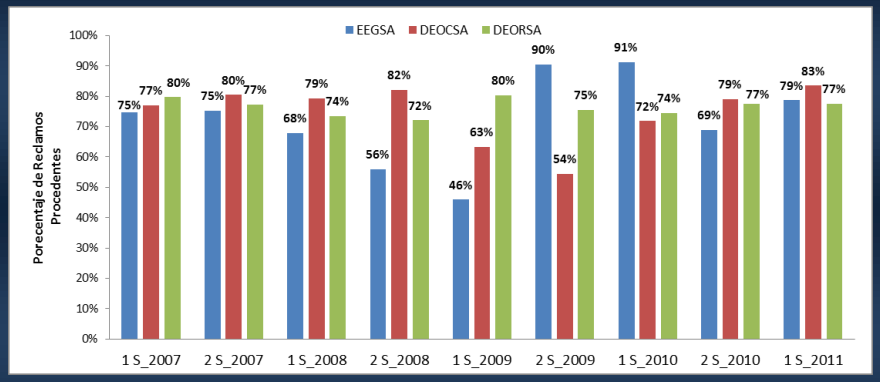


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

De la totalidad de reclamos que reciben los Distribuidores la mayor parte son dados como procedentes, en la gráfica anterior se muestra la cantidad de reclamos procedentes reportados en cada semestre.

Esta información se complementa con los datos de la siguiente grafica donde se muestran los porcentajes de reclamos que son procedentes por Distribuidora.

Gráfica # 23. Porcentaje de reclamos por facturación procedentes

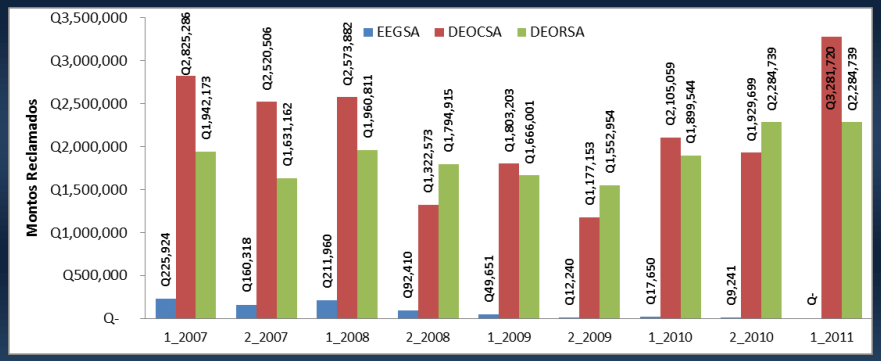


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

En el primer semestre de 2010, el porcentaje de reclamos procedentes por facturación errónea alcanza el 91%, siendo este el porcentaje más alto. En el primer semestre 2009, se observa el porcentaje más bajo de 46%.

Se observa que de la cantidad de usuarios que presentan reclamos por facturación, más del 50% son reclamos sustentados que son dados como procedentes. Los usuarios del área rural son los que reportan mayor cantidad de reclamos por facturación.

Gráfica # 24. Montos de Reclamos por Facturación Procedentes en el Período 2007-2011.



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

De los montos de los reclamos por facturación que los distribuidores han dado como procedentes, la Comisión ha requerido la re-facturación de los mismos y estos montos generan un pago de indemnización, que según la Normativa vigente es del 10% del monto reclamado.

Actualmente la CNEE fiscaliza la acreditación de los montos de indemnización en la tabla indemnizaciones de la Resolución CNEE-68-2001.

2.3. Calidad de Producto Técnico del Sistema de Distribución

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica como ente encargado de velar por el cumplimiento de los parámetros de calidad del servicio de energía eléctrica de la República de Guatemala; evalúa la calidad del producto suministrado por el Distribuidor a los usuarios finales.

La Calidad de Producto Técnico, se relaciona con parámetros que afectan el funcionamiento de los equipos eléctricos de los usuarios, o perturbaciones y efectos que pueden perjudicar el desempeño las Redes de Distribución y/o Transporte. Al respecto la CNEE efectúa la verificación del cumplimiento de dichos parámetros de calidad, a efectos de incentivar el cumplimiento de tolerancias y la aplicación de indemnizaciones por la transgresión a los mismos.

Se realizó para efectos gráficos la desagregación de la información, la cual agrupa la cantidad o resultados de los parámetros por región. En el presente compendio no se incluyen los parámetros de factor de potencia, desbalance de tensión, flícker y armónicos; los mismos se encuentran en gestión de análisis por parte de CNEE, por lo cual dichos parámetros serán presentados en un próximo compendio.

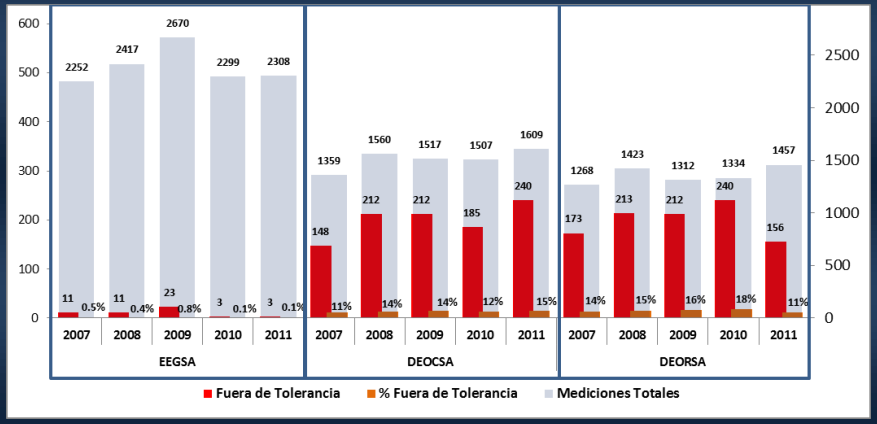
2.3.1. Regulación de Tensión

El control para la regulación de tensión se realiza por medio del Sistema de Medición y control de la Calidad del Servicio Energía Eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente, según el nivel de tensión de los usuarios.

Para realizar el cálculo del índice de calidad de regulación de tensión se utiliza la siguiente formula

$$\Delta VK\ (\%) = \frac{(|(Vk - Vn|)}{Vn} \times 100$$

Gráfica # 25. Mediciones Calidad de Producto Técnico -Regulación de Tensión- por Distribuidora 2007-2011



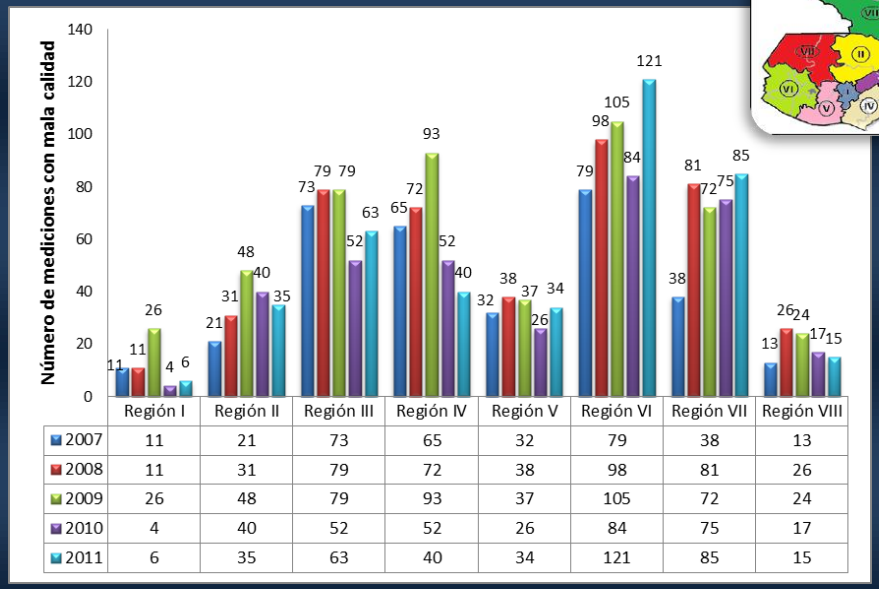
Fuente: Elaboración CNEE con datos del Distribuidor

En la gráfica se muestra el número de mediciones de calidad de producto que realizaron mensualmente las Distribuidoras (EEGSA, DEOCSA y DEORSA), el número de mediciones depende de la cantidad de circuitos que cada Distribuidora posee. Se denota que EEGSA es la Distribuidora que ha realizado más mediciones de calidad de Producto Técnico, lo anterior se debe a que actualmente posee más circuitos de distribución, asimismo realiza mediciones en todos los puntos obligatorios y adicionales remitidos por CNEE.

En color rojo se presenta el detalle de las mediciones de calidad de producto que resultaron fuera de tolerancia en el parámetro de regulación de tensión durante los últimos cinco años para las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, y en naranja el porcentaje que representan.

En el análisis de forma global, únicamente un 0.4% de las mediciones mensuales efectuadas por EEGSA se encuentran fuera de tolerancia. En el caso de DEOCSA y DEORSA, se observa que el 13% de las mediciones mensuales efectuadas resulta con transgresión a la tolerancia de regulación de tensión.

Gráfica # 26. Mediciones Fuera de Tolerancia - Regulación de Tensión por Región 2007-2011

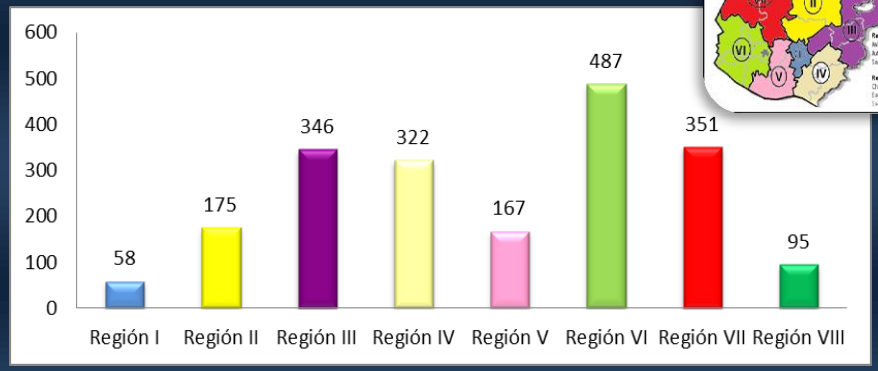


	Región I	Región II	Región III	Región IV	Región V	Región VI	Región VII	Región VIII
2007	11	21	73	65	32	79	38	13
2008	11	31	79	72	38	98	81	26
2009	26	48	79	93	37	105	72	24
2010	4	40	52	52	26	84	75	17
2011	6	35	63	40	34	121	85	15

Fuente: Elaboración CNEE con datos del Distribuidor

En el monitoreo de la evolución de la Calidad de Producto Técnico del servicio de distribución, puede observarse que la región I, ha presentado menor número de mediciones que transgreden las tolerancias de Regulación de Tensión, las regiones restantes presentan la mayoría de mediciones con transgresiones a la tolerancia de regulación de tensión.

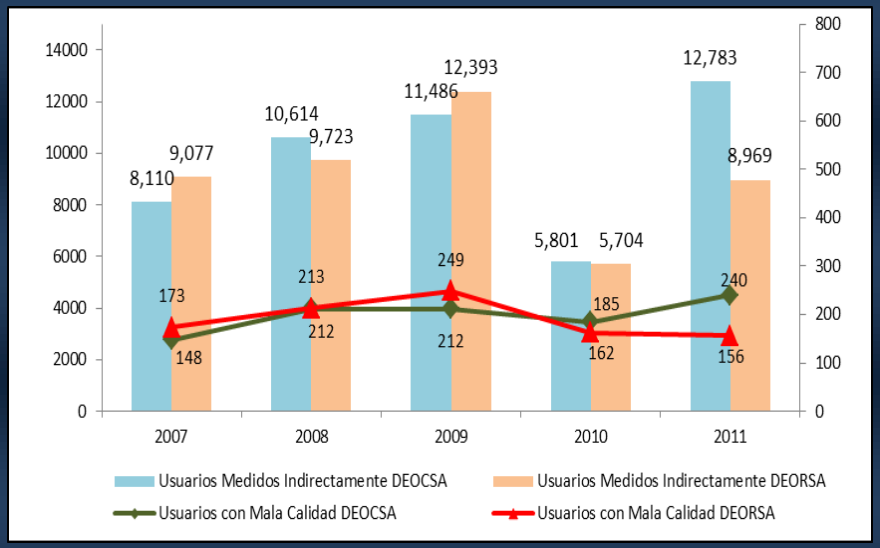
Gráfica # 27.Total de Mediciones Fuera de Tolerancia al segundo semestre de 2011 - Regulación de Tensión



Fuente: Elaboración CNEE con datos del Distribuidor

En la gráfica anterior se aprecia el total de las mediciones de calidad de producto que resultaron fuera de tolerancia del parámetro de Regulación de Tensión en la República de Guatemala, durante el período comprendido 2007-2011. Se considera que una medición efectuada en períodos anteriores continúa con mala calidad hasta que sea demostrado por medio de una nueva medición que el servicio está dentro de tolerancias. Actualmente la CNEE está en el proceso de verificación de la mejora de las mediciones que se han encontrado fuera de tolerancia, además se está gestionando ante las Distribuidoras los controles necesarios para mejorar la calidad de producto.

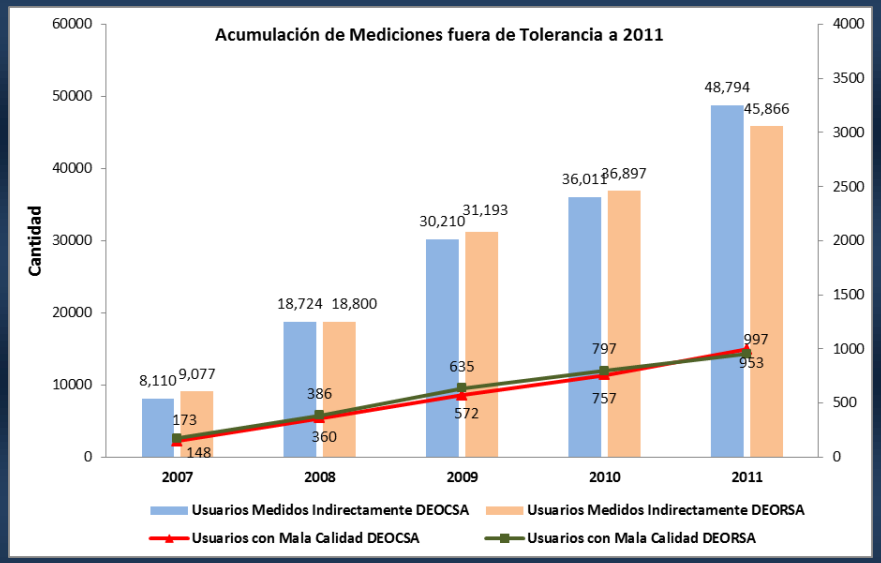
Gráfica # 28. Puntos de medición con transgresión a tolerancias del parámetro Regulación de Tensión a 2011 y usuarios conectados a las redes de BT que contienen dichos puntos.



Fuente: Elaboración CNEE con datos del Distribuidor

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. Todos los usuarios conectados "aguas abajo" de la medición efectuada, también tienen mala calidad de producto, y los usuarios "aguas arriba" de la medición efectuada es posible que tengan una calidad que transgreda la tolerancia de calidad de producto. La grafica presenta el detalle por año, de las mediciones que al segundo semestre de 2011 continúan con mala calidad, y que no se ha demostrado por parte de las Distribuidoras, la corrección de dichas transgresiones al indicador de regulación de tensión. Asimismo se presenta el detalle de los usuarios reportados como conectados, en las redes de baja tensión que poseen mediciones fuera de tolerancia.

Gráfica # 29. Puntos de medición acumulados con transgresión a tolerancias del parámetro Regulación de Tensión a 2011 y usuarios acumulados conectados a las redes de BT que contienen dichos puntos



El valor acumulado de los puntos que transgreden las tolerancias de Regulación de Tensión a diciembre de 2011 es de 1950. La grafica presenta los valores acumulados de la cantidad de puntos identificados con transgresión a las tolerancias, y también muestra la cantidad de usuarios conectados a las redes de Baja Tensión que en alguno de sus puntos transgrede la tolerancia de Calidad de Producto Técnico. La CNEE se encuentra realizando el análisis de la información que remiten las empresas, a fin de identificar de forma precisa la cantidad de usuarios afectados. Asimismo este tipo de análisis da a conocer información importante acerca de futuros cambios normativos, considerando que actualmente se indemniza únicamente al usuario medido y no a los usuarios conectados a dichas redes de Baja Tensión que pueden tener mala calidad. Al segundo semestre de 2011, el valor acumulado de los usuarios que están conectados a las redes de Baja Tensión que poseen al menos una medición que transgrede tolerancia es de 94,660. Para las redes que poseen puntos o

mediciones con mala calidad a diciembre de 2011 de DEOCSA y DEORSA, el análisis efectuado da a conocer que en promedio poseen un aproximado de 48 usuarios por transformador MT/BT, aspecto que debe ser analizado a efecto de identificar si estas condiciones pueden ser un indicador de la calidad de producto prestada a los usuarios. La información no considera acumulación de años anteriores a 2007.

En el caso de Empresa Eléctrica, no se observa un "acarreo" de usuarios con mala calidad a través del tiempo, ya que realizan las acciones correctivas durante el mismo semestre, dando lugar a que no exista registro de usuarios con mala calidad de producto de forma acumulada.

2.4. Calidad de Servicio Técnico

El control de la Calidad de Servicio Técnico de distribución es efectuado en períodos semestrales continuos; dentro del proceso para realizar este control la CNEE debe realizar la calificación de los casos que las Distribuidoras invoquen como causas de fuerza mayor, para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la Calidad de Servicio Técnico.

La Calidad de Servicio Técnico se mide por medio de los indicadores individuales y globales de tiempo y cantidad de interrupciones. La CNEE ha efectuado una agrupación de la información en la cual se presentan los valores promedio de los indicadores individuales por municipio, con el objetivo de presentar de una forma gráfica el cumplimiento al marco regulatorio en los aspectos de calidad de Servicio Técnico. Los procesos relacionados con las indemnizaciones por dichas transgresiones a las tolerancias de los indicadores globales e individuales se encuentran en gestión. Debido a la complejidad de presentar en forma gráfica los indicadores globales, los mismos no han sido incluidos en el presente compendio, sin embargo se desarrollarán modelos a futuro en los cuáles se pueda observar el cumplimiento de dichos parámetros.

2.4.1. Indicadores de la Calidad de Servicio Técnico Individuales

Los indicadores de la calidad de Servicio Técnico evalúan la continuidad del servicio de energía eléctrica que la Distribuidora brinda a los usuarios, midiendo los siguientes parámetros: frecuencia media de Interrupciones, tiempo total de Interrupción y la energía no suministrada.

El cálculo de los indicadores individuales se realiza atendiendo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, El cálculo de la Frecuencia de Interrupciones por usuario - FIU- se realiza con la siguiente fórmula:

$$FIU = \sum Ij$$

El cálculo del Tiempo de Interrupción por Usuario -TIU- se efectúa con la siguiente fórmula:

$$TIU = \sum Tfsuj$$

2.4.2. Mapas de Calidad de Servicio Técnico

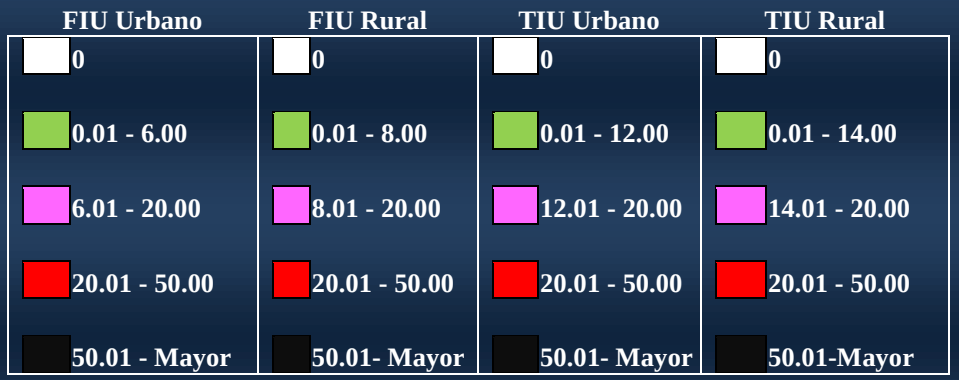
Los mapas de Calidad representan los promedios de los parámetros Frecuencia de Interrupciones por Usuario (Cantidad de Interrupciones) y Tiempo de Interrupción por Usuario (Horas), registrados en los distintos municipios de la República de Guatemala, el color verde representa valores promedio menores o iguales a las tolerancias, el color rosa representa valores promedio que sobrepasaron las diferentes tolerancias entre 1.4 y 3.3 veces, el rojo representa valores promedio que superaron las tolerancias entre 3.57 y 8.33 veces, el negro representa valores promedio por encima de lo anteriormente indicado. Existen municipios en blanco, debido a que algunas Distribuidoras poseen usuarios rurales en dichos municipios y no usuarios urbanos y viceversa, o son atendidos por Empresas Eléctricas Municipales.

La información base utilizada para los mapas de calidad es la presentada de forma mensual por las Distribuidoras. Como se indicó precedentemente, actualmente se realizan acciones de auditoría para verificar la veracidad de la información remitida a la CNEE, considerando que el cálculo de los indicadores debe tomar en cuenta "la totalidad" de interrupciones que afectan a todos los usuarios del Servicio de Distribución.

Dentro de las auditorías se podrá determinar si efectivamente las Distribuidoras cumplen con la normativa reportando la totalidad de interrupciones acaecidas.

A continuación se presenta el rango de los parámetros Frecuencia de Interrupciones por Usuario (Cantidad de Interrupciones) - FIU- y Tiempo de Interrupción por Usuario (Horas fuera de servicio) - TIU - que se utiliza para los mapas de calidad.

Gráfica # 30. Rango de los parámetros FIU y TIU



La evaluación de la Calidad de Servicio Técnico se realiza de forma semestral, situación que coincide con los períodos estacionales de verano e invierno, a continuación se presentan los mapas de Calidad de Servicio Técnico para los años 2009, 2010 y 2011, considerando las estacionalidad, con el objetivo de evaluar de una forma precisa, la evolución del comportamiento de los valores promedio de los indicadores individuales de Servicio Técnico.

Se efectuó la agrupación por municipio, debido a que los indicadores individuales se calculan para la totalidad de usuarios y para efectos gráficos es consistente observar el valor promedio de dichos indicadores a efecto de obtener una tendencia en el comportamiento de la calidad de Servicio Técnico prestada por las Distribuidoras. Los colores anteriormente indicados no representan lugares o usuarios que se encuentren fuera del promedio presentado, para efectos gráficos se analizó la información utilizando la mayor desagregación posible, lograda en el detalle por municipio. Los mapas consideran únicamente interrupciones atribuidas a los Sistemas de Distribución, luego del descuento de los casos de Fuerza Mayor resueltos como aprobados por la CNEE, los mismos no consideran interrupciones de larga duración, ya que se evalúan de una forma separada de los indicadores presentados.

2.4.3. Mapas Promedio FIU y Promedio TIU en el Área Urbana

Los usuarios del área urbana para el primer semestre de 2009 representan aproximadamente un 44.84% del total de usuarios del servicio de energía eléctrica en la República de Guatemala, para el primer semestre de 2010 el porcentaje es 45.43% y para el primer semestre de 2011 la proporción es 45.07%.

Tabla # 2. Desagregación del peso de los usuarios urbanos por Distribuidora

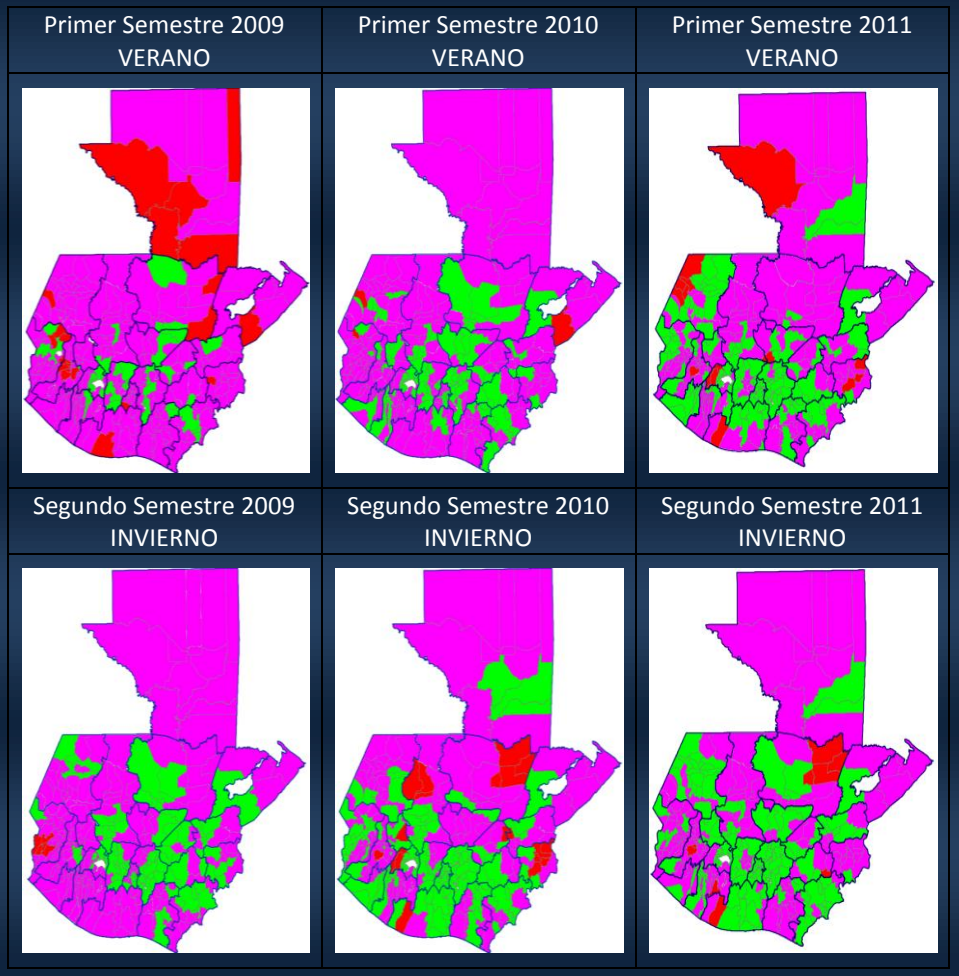
Distribuidora	Primer Semestre 2009		Primer Semestre 2010		Primer Semestre 2011	
EEGSA – Área Central	571,608	64.20%	586,925	63.29%	602,745	62.93%
DEOCSA – ÁREA OCCIDENTE	245,720	29.45%	259,760	30.32%	264,622	30.01%
DEORSA – Área Oriente	172,753	35.76%	187,071	38.06%	189,805	37.53%
TOTAL	990,081	44.84%	1,033,756	45.43%	1,057,172	45.07%

*Información reportada semestralmente por las Distribuidoras

Esta información es de suma importancia, para observar el efecto de la prestación del servicio en la República y cuántos usuarios se relacionan con

la misma. En el área Central, los valores urbanos de las gráficas representan aproximadamente al 60% de la totalidad de usuarios de dicha área. En el interior de la República, los usuarios urbanos representan en su mayoría a las cabeceras municipales, teniendo porcentajes menos representativos.

Gráfica # 31. Mapas de los Valores promedio de Frecuencia de Interrupción por Usuario (Cantidad de Interrupciones) - FIU - en el área Urbana.[1]



Se observa la comparación de los valores promedio de los indicadores individuales urbanos de verano e invierno, relacionados con la cantidad de interrupciones semestrales por usuario, en el cual se observa una tendencia a mejoría para los usuarios urbanos en el área central. La mayoría de los usuarios urbanos tuvieron en promedio entre 6 y 20 interrupciones y para 2011 casi la totalidad de municipios en promedio presentaron valores por debajo de las 6 interrupciones al semestre en el sector central.

Gráfica # 32 Mapas de los valores promedio del Tiempo de Interrupción por Usuario (horas fuera de servicio) -TIU- en el área Urbana.[1]

[1] Paleta definida en la Gráfica # 30. Rango de los parámetros FIU y TIU.

Se observa la comparación de los valores promedio de los indicadores individuales en el área urbana, relacionados con el tiempo de interrupción semestral por usuario, en el cual existen mejorías para los usuarios urbanos en la región central y en algunos municipios del interior de la república. Se observa que los valores promedio están muy por encima de la tolerancia (colores rojo y negro), en el área de Livingston, y algunos municipios de Jutiapa, Huehuetenango, Quiche, Suchitepéquez, Alta Verapaz, Petén, etc.

La relación del mapa promedio de cantidad de interrupciones (Promedio FIU) por municipio, comparado con el tiempo promedio de interrupciones por municipio (Promedio TIU), da a conocer que es más relevante el tiempo de duración de las interrupciones, en comparación con la cantidad de las mismas. Lo anterior significa que los usuarios están siendo afectados de mayor forma por la duración de las interrupciones que por la cantidad de las mismas.

2.4.4. Mapas Promedio FIU y TIU en el Área Rural

Durante el primer semestre de 2009 los usuarios del área rural representan aproximadamente un 55.16% del total de usuarios del servicio de energía eléctrica en la República de Guatemala, para el primer semestre de 2010 el porcentaje es 54.57% y para el primer semestre de 2011 la proporción es del 54.93%. Lo anterior significa que la mayoría de los usuarios de Guatemala son rurales, obteniendo mayor representatividad para el área de Oriente y Occidente.

Tabla # 3. Desagregación del peso de los usuarios rurales por Distribuidora

Distribuidora	Primer Semestre 2009		Primer Semestre 2010		Primer Semestre 2011	
EEGSA – Área Central	318,768	35.80%	340,429	36.71%	355,130	37.07%
DEOCSA – Área Occidente	588,731	70.55%	597,030	69.68%	617,226	69.99%
DEORSA – Área Oriente	310,298	64.24%	304,487	61.94%	315,915	62.47%
TOTAL	1,217,797	55.16%	1,241,946	54.57%	1,288,271	54.93%

*Información reportada semestralmente por las Distribuidoras

Esta información es de suma importancia, para observar el efecto de la prestación del servicio en la República y cuántos usuarios se relacionan con la misma. En el área de Oriente y Occidente, los valores rurales de las gráficas representan aproximadamente al 60 y 70% de la totalidad de usuarios en dichas áreas.

Gráfica # 33. Mapas de los valores promedio de Frecuencia de Interrupción por Usuario (Cantidad de Interrupciones) - FIU - en el área Rural.[2]

Se muestra la comparación de los valores de los indicadores individuales de verano e invierno, relacionado con la cantidad de interrupciones

[2] Paleta definida en la Gráfica # 30. Rango de los parámetros FIU y TIU.

semestrales por usuario, se observa en general una tendencia a mejoría para los usuarios rurales en la región central, se puede observar que durante el año 2009, la mayoría de los usuarios rurales, tuvieron en promedio entre 8 y 20 interrupciones, registrándose para la región de Petén un promedio de hasta 50 interrupciones durante el semestre.

Para el año 2011 existe una cantidad considerable de municipios que en promedio presentaron valores promedio por debajo de las 8 interrupciones durante el semestre, adicionalmente se observa que algunos municipios de Petén, Quiche y Huehuetenango presentaron en promedio superior a 20 interrupciones durante el semestre.

Gráfica # 34. Mapas de los valores promedio del Tiempo de Interrupción por Usuario (horas fuera de servicio) - TIU - en el área Rural.[3]

[3] Paleta definida en la Gráfica # 30. Rango de los parámetros FIU y TIU.

Se muestra la comparación de los valores promedio de los indicadores individuales de verano e invierno, relacionados con el tiempo de interrupción semestral por usuario, en el cual existen mejorías notables para los usuarios rurales en la región central. Asimismo se observa que en la región oriental y occidental, los tiempos promedio de interrupción para las áreas rurales, registran valores promedio entre 20 y 50 horas, siendo esta una cantidad de tiempo considerable, sin el suministro de energía eléctrica.

La relación del mapa promedio de cantidad de interrupciones (Promedio FIU) por municipio, comparado con el tiempo promedio de interrupciones por municipio (Promedio TIU), da a conocer que es más relevante el tiempo de duración de las interrupciones, en comparación con la cantidad de las mismas. Lo anterior significa que los usuarios están siendo afectados de mayor forma por la duración de las interrupciones que por la cantidad de las mismas.

La CNEE realiza los procesos correspondientes, a fin de incentivar la mejora de la calidad del Servicio Técnico prestada por las Distribuidoras, así como la aplicación de las indemnizaciones por la transgresión a las tolerancias para los indicadores individuales y globales.

2.5. Encuestas de Calidad 2011

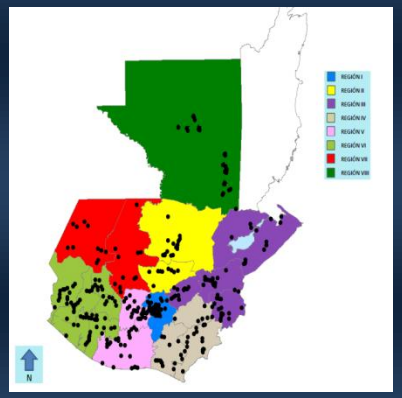
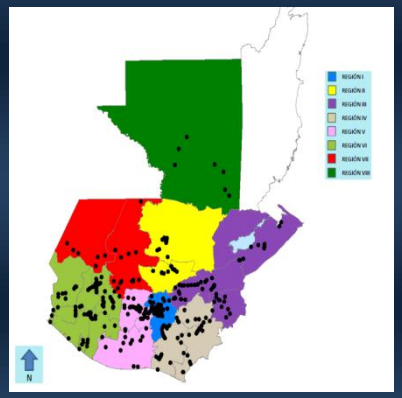
2.5.1. Encuesta de Calidad a Usuarios Regulados

En cumplimiento a lo establecido con el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), presenta la clasificación de las empresas de distribución final de energía eléctrica, de acuerdo a los resultados obtenidos en la Encuesta de Calidad Efectuada durante el año 2011, la cual fue realizada por empresas especializadas en la materia.

Esta Encuesta de Calidad tiene por objeto medir la percepción de los usuarios con relación al servicio de distribución final de energía eléctrica que prestan las empresas Distribuidoras en Guatemala. Los aspectos evaluados están contenidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), emitidas por la CNEE.

Las empresas que realizaron las encuestas, forman parte del registro de empresas precalificadas consideradas aptas para la realización de este tipo de encuestas. La metodología de la encuesta fue aprobada por la CNEE.

Imagen # 1. Ubicación geográfica de los usuarios encuestados

Primera Fase	Segunda Fase
	

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Universo: Todos los usuarios reportados por las Distribuidoras (la muestra fue seleccionada por la CNEE). Tamaño de la muestra: 10,145 en cada fase. Margen de error 2.5 al 5 % (dependiendo la Distribuidora estudiada). Fecha de Elaboración: Primera fase (verano) abril y mayo 2011; Segunda fase (invierno) agosto y septiembre 2011. Los resultados para cada Distribuidora corresponden al resultado de la encuesta realizada a la muestra seleccionada, de acuerdo a la metodología aprobada, en el área de influencia de la misma.

Tabla # 4. Resultados de la Encuesta de Calidad 2011

Ranking.	Distribuidora	% Promedio de Satisfacción de la encuesta	Promedio Verano	Promedio Invierno	% Satisfacción CST		% Satisfacción CPT		% Satisfacción CC	
					Verano	**Invierno**	**Verano**	**Invierno**	**Verano**	**Invierno**
1	**Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.**	82.25%	85.89%	78.61%	87.26%	78.90%	82.35%	72.27%	88.05%	84.65%
2	**Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya**	71.95%	73.33%	70.58%	83.56%	73.21%	65.75%	69.39%	70.68%	69.13%
3	**Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa**	69.36%	53.93%	84.79%	61.28%	85.71%	44.10%	77.19%	56.41%	91.48%
4	**Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.**	68.42%	71.60%	65.24%	75.47%	64.09%	66.93%	56.83%	72.40%	74.81%
5	**Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez**	66.38%	64.51%	68.24%	74.48%	62.59%	57.73%	62.59%	61.33%	79.55%
6	**Empresa Hidroeléctrica de Patulul**	66.17%	72.67%	59.67%	75.00%	58.00%	57.00%	38.00%	86.00%	83.00%
7	**Empresa Municipal Rural de Electricidad (Ixcán)**	61.86%	70.29%	53.43%	77.99%	30.62%	61.28%	57.75%	71.59%	71.93%
8	**Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.**	60.28%	64.51%	56.05%	74.48%	53.29%	57.73%	44.34%	61.33%	70.51%
9	**Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná**	54.85%	63.66%	46.04%	62.05%	54.38%	59.64%	22.50%	69.28%	61.25%
10	**Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios**	49.71%	44.77%	54.65%	52.13%	52.54%	29.79%	50.76%	52.39%	60.66%
11	**Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj**	40.81%	NR	81.63%	NR	86.78%	NR	76.06%	NR	82.04%
12	**Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos**	29.44%	NR	58.88%	NR	59.51%	NR	43.75%	NR	73.37%
13	**Empresa Eléctrica Municipal de Gualán**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
14	**Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
15	**Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
16	**Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
17	**Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
18	**Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
19	**Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango**	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

EXPLICACIÓN DE ABREVIATURAS O CONCEPTOS.

% Promedio de Satisfacción de la encuesta: Promedio de Satisfacción de los Usuarios de Calidad Comercial, Producto Técnico y Servicio Técnico.

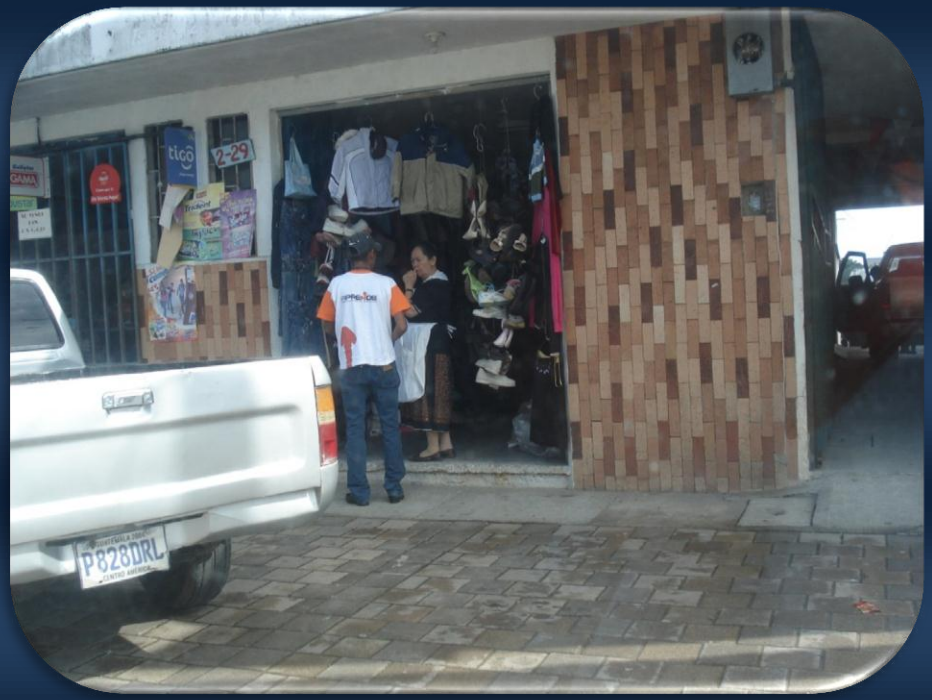
% Satisfacción CST: Porcentaje de usuarios que indicaron estar satisfechos con el Servicio Técnico (mide la percepción del usuario sobre las interrupciones del servicio).

% Satisfacción CPT: Porcentaje de usuarios que indican estar satisfechos con el Producto Técnico (mide la percepción del usuario sobre las variaciones de voltaje en el servicio)

% Satisfacción CC: Porcentaje de usuarios que indicaron estar satisfechos con la Calidad Comercial (mide la percepción del usuario sobre la atención comercial).

NR: No realizó encuesta. Las letras NR señalan a las empresas que incumplieron con el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad al no efectuar la Encuesta Anual de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica del 2011. La CNEE realizará el seguimiento correspondiente por dicho incumplimiento.

EJEMPLO DE INTERPRETACIÓN: La empresas que tienen él % Promedio de Satisfacción de la encuesta más alto, son las mejores calificadas por sus usuarios con relación al servicio de distribución final de electricidad que reciben de acuerdo a lo anterior, en la Fase de Verano la empresa mejor calificada fue EEGSA; en la Fase de invierno la mejor calificada fue la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa.



2.5.2. Encuesta de Calidad a Grandes Usuarios

Se realizó el proyecto de la primera Encuesta de Calidad a Grandes Usuarios, con el objetivo de conocer la percepción de dichos usuarios ante la Calidad del Servicio Técnico, la Calidad del Producto Técnico, la participación en el Mercado y la Demanda Interrumpible. Se seleccionó una población de 831 Grandes Usuarios, y a pesar de haber remitido 122 invitaciones para participar en la encuesta, se obtuvieron respuestas de únicamente 22 Grandes Usuarios. Dicha encuesta fue llenada por los en un acceso habilitado en la página web de la CNEE.

Tabla # 5. Distribución Muestral de los Grandes Usuarios que respondieron la encuesta remitida por CNEE.

Comercializadora		Distribuidoras		Transportista		Generadores	
GUATEMEL	1	EEGSA	12	TRELEC	3	GENOR	1
CEC, S. A.	1						
MEL	1						
ELECTRONOVA	1						
COMEGSA	2						
	6		12		3		1

Fuente: CNEE.

Aunque el número de respuestas no hace la encuesta estadísticamente representativa, dando un error del 17.5 % y un nivel de confianza del 90%, se mencionan las conclusiones más relevantes de los usuarios que atendieron a la solicitud de CNEE de responder la encuesta de calidad, las cuales marcan una tendencia acerca de aspectos importantes que es necesario evaluar en el sector eléctrico.

i. El 64% de los Grandes Usuarios, indica ser afectado por las interrupciones en el servicio eléctrico.

ii. El 59% de los Grandes Usuarios indica que le afectan de mayor forma, los microcortes de energía eléctrica y que ocurren regularmente por la tarde.

iii. El 55% de los Grandes Usuarios han tenido que instalar equipos de generación en sus empresas, como plan de contingencia ante fallas en la red eléctrica.

iv. El 73% de los Grandes Usuarios ha tenido pérdidas en su empresa, derivado a las interrupciones de energía eléctrica, siendo estas económicas tanto en equipo o maquinaria como producción.

En 2012 se tiene contemplado efectuar nuevamente la encuesta de calidad, esperando mejores resultados en participación, y validación de los aspectos importantes que afectan la calidad de servicio que se les presta a este tipo de usuarios que son el “motor” del desarrollo del país, y que servirá en la búsqueda de la mejora de la calidad en la red eléctrica.

3. Información de los Transportistas

La normativa vigente establece los índices de referencia para calificar la Calidad del Sistema de Transporte, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y sanciones. La información que se presenta a continuación corresponde a la remitida por los Transportistas en cumplimiento a las normas de calidad de transporte, la CNEE realiza la fiscalización del cumplimiento a dichas normas para nuevos agentes Transportistas a partir de la aprobación de sus peajes respectivos, como lo son: TREO, TRANSNOVA, que actualmente están en operación y TRECSA en un futuro próximo.

Tabla # 6. Líneas de Transmisión del STEE al 2011.

Transportista	Cantidad de Líneas	Longitud Total de Líneas (Km)	Observaciones
ETCEE	**122**	**3,257.73**	**ETCEE representa el 80.4% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI, su sistema de transporte es el que posee mayor cobertura en la República de Guatemala.**
TRELEC	**297**	**615.8**	**TRELEC representa el 15.2% 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.**
RECSA	**3**	**12.96**	**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	**1**	**32.2**	**DUKE representa el 0.8% 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.**
TREO	**1**	**130.40**	**TREO representa el 3.3% 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.**

Fuente: Elaboración CNEE con datos de los Transportistas

La normativa eléctrica de transporte, establece que el Administrador del Mercado Mayorista, debe determinar la responsabilidad en cuanto a los incumplimientos por parte de los Transportistas y Participantes a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en las NTCSTS. Al respecto se han realizado acciones conjuntas CNEE – AMM, a fin de establecer criterios de análisis de los aspectos regulatorios relacionados con el cumplimiento normativo de los agentes conectados al sistema de transporte.

4. Cumplimiento a las Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones

4.1. Calidad de Producto Técnico de Transporte

El control de la Calidad de Producto Técnico se encuentra establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), en las cuales se definen los índices de referencia, para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte, 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. En el presente compendio no se incluyen los parámetros de factor de potencia, flícker y armónicos; los mismos se encuentran en gestión de análisis por parte de CNEE, por lo cual dichos parámetros serán presentados en un próximo compendio.

4.1.1. Regulación de Tensión

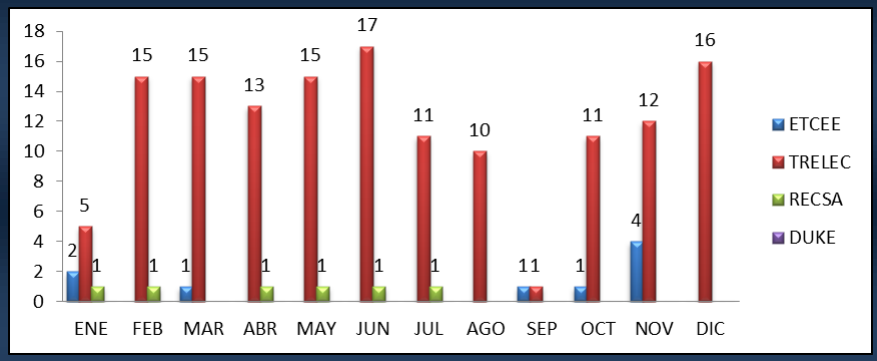
El índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del Transportista con los Participantes, se determina como el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces de tensión y el valor de la tensión nominal, medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal, el Transportista debe efectuar mediciones durante el período mensual, de acuerdo a un intervalo de cada 15 minutos, de los niveles de tensión de cada uno de los puntos de conexión de sus sistema de transporte con cada uno de los Participantes.

$$\text{Índice de Regulación de Tensión } (\%) = \Delta Vk(\%) = \left(\frac{|Vk - Vn|}{Vn}\right) * 100$$

Los puntos de medición de Regulación de Tensión, remitidos de forma mensual (año 2011) por cada uno de los Transportistas son los siguientes:

1. **TRELEC:** 158 puntos de medición,
2. **ETCEE:** 141 puntos de medición,
3. **RECSA:** 5 puntos de medición, y
4. **DUKE:** con 8 puntos de medición.

Gráfica # 35. Puntos Fuera de tolerancia - Regulación de Tensión - por Transportista año 2011

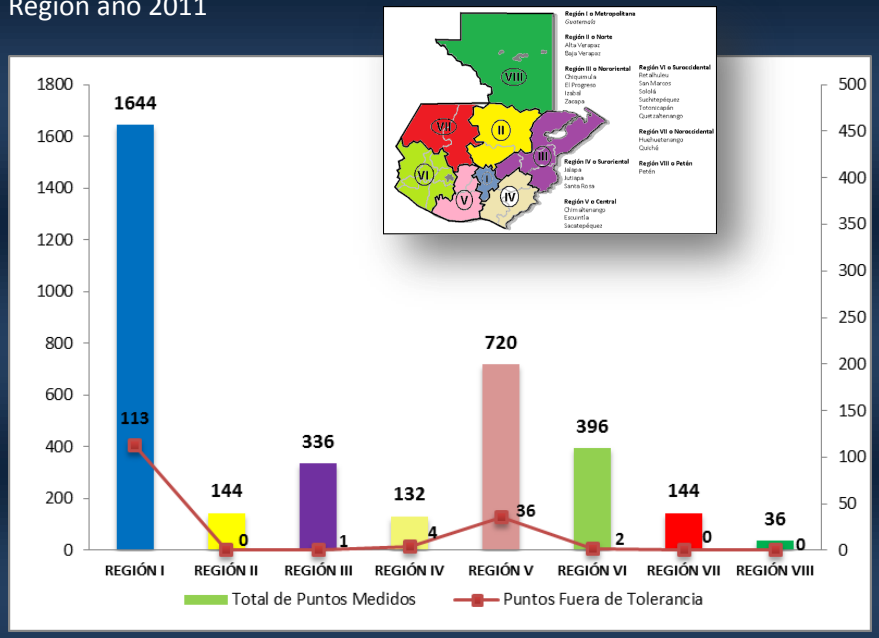


Fuente: Elaboración CNEE con datos del AMM

En el gráfico anterior, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del año 2011, septiembre es el mes que presentó menor número de puntos 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.

Gráfica # 36. Relación de Puntos - Medidos y Fuera de tolerancia - por Región año 2011



Fuente: Elaboración CNEE con datos del AMM

La grafica presenta la información agrupada por región de todos los Transportistas (ETCEE, RECSA, TRELEC y DUKE), se muestra la cantidad total de mediciones y las que resultaron fuera de tolerancia. Se puede observar que la región I (región Metropolitana), es la región que tiene mayor cantidad de puntos fuera de tolerancia con aproximadamente el 7% de los puntos fuera de tolerancia, seguido por la región V (Escuintla, Chimaltenango y Sacatepéquez) con el 5% de los puntos fuera de tolerancia, por otro lado las regiones II, VII y VIII no presentaron puntos con mala regulación de tensión. Para cada uno de los puntos que transgredieron la tolerancia, el AMM determina el incumplimiento y realiza estudios de flujo de carga, con el objetivo de calcular la compensación de potencia reactiva necesaria para alcanzar la regulación de tensión requerida.

4.2. Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto

En el sistema de transporte se realiza el control de la incidencia en la calidad del producto, por parte de los Participantes (integrantes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios conectados a un Sistema de Transporte), de tal forma que dicha calidad es evaluada por medio del Sistema de Medición de Control de Calidad del Producto, el cual permite identificar si se exceden las tolerancias establecidas en las NTCSTS, a efecto de limitar su incidencia en la calidad del servicio del sistema de transporte.

4.2.1. Desbalance de Corriente en Distribuidoras con más de 100,000 usuarios

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

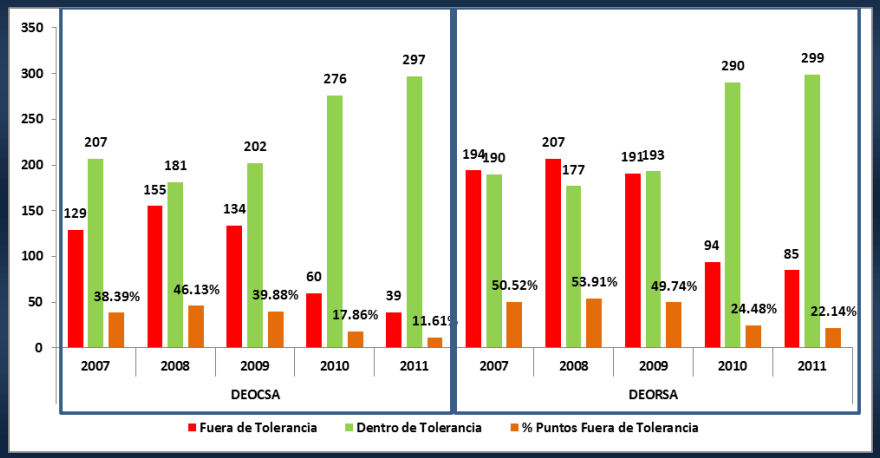
Actualmente la normativa vigente establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición; el intervalo establecido para el indicador de desbalance de corriente es de 15 minutos. Por otro lado se considera que un Participante afecta la calidad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

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3(Imp)}{Ia + Ib + Ic}\right] * 100$$

El marco regulatorio vigente establece que el control del Desbalance de Corriente será efectuado por el Transportista, en los puntos de entrega que considere necesarios. ETCEE y RECSA reportan puntos de medición fuera de

tolerancia relacionados con las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA. TRELEC no reporta mediciones fuera de tolerancia del parámetro Desbalance de Corriente de los circuitos de EEGSA conectados a su sistema.

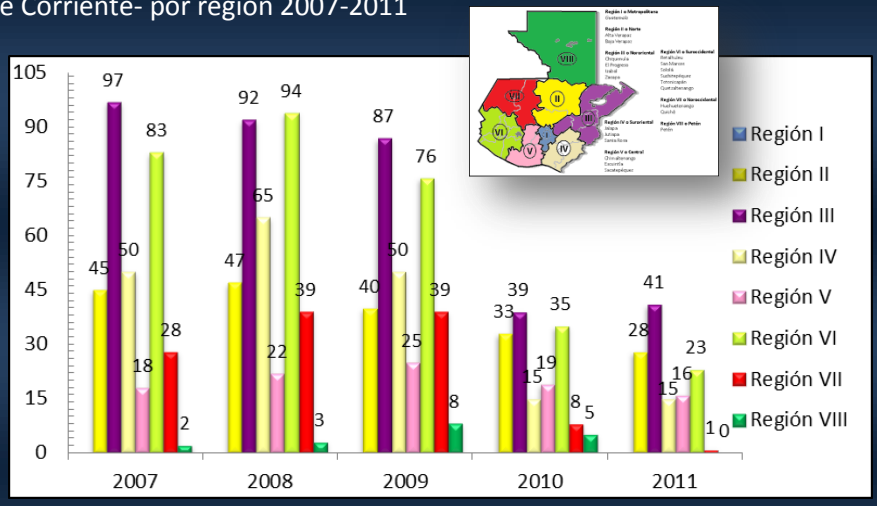
Gráfica # 37. Histórico de puntos fuera de tolerancia - Desbalance de Corriente – DEOCSA y DEORSA 2007-2011



Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM

La grafica reporta la cantidad de mediciones históricas fuera de tolerancia, y su peso con relación a la totalidad reportada para cada Distribuidora por el Transportista. Se observa una disminución de la cantidad de puntos reportados por el Transportista, llegando en 2011 a un 11.61% de puntos de medición que transgredieron el indicador. En el caso de ETCEE, reporta en cada punto de medición, información que representa a varios circuitos de las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA.

Gráfica # 38. Histórico por Región de Puntos fuera de tolerancia -Desbalance de Corriente- por región 2007-2011



Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM

La grafica presenta el detalle agrupado por región de los puntos con transgresión al indicador de Desbalance de Corriente. Se observa que la mayor cantidad de puntos se encuentra en la región III, que abarca Departamentos del área Nor-Oriente de la República y de la región VI que abarca Departamentos del Sur-Occidente.

En la región I, no se han reportado puntos fuera de tolerancia por parte del Transportista.

4.2.2. Desbalance de Corriente en Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios.

De las 16 Empresas Eléctricas Municipales, 11 tienen circuitos trifásicos en media tensión para distribución primaria y de estas 3 tienen dos circuitos de salida por subestación. Estos circuitos se encuentran identificados por ETCEE y con las características que se indican a continuación.

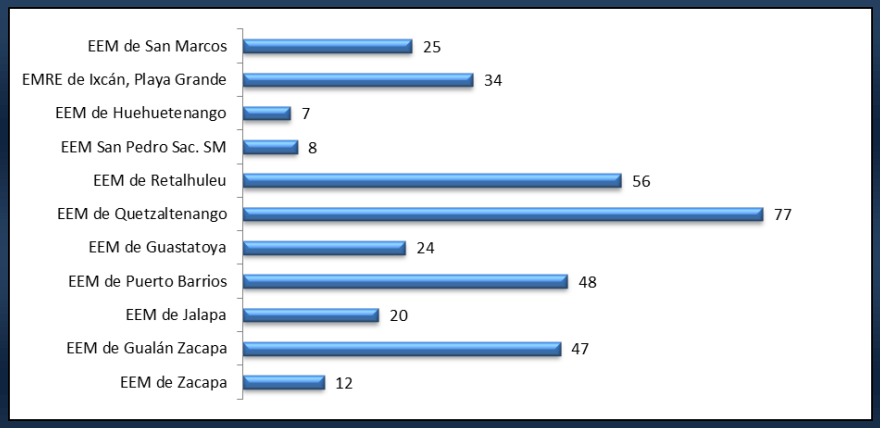
Tabla # 7. Identificación de los circuitos de Media Tensión de las EEMs.

#	ID	Medición	Subestación	Voltaje Nominal	Relación PT	Relación CT	Multiplicador potencia
1	301	EEM San Pedro Sac.	San Marcos	13800	70	30	2100
2	302	EEM San Marcos	San Marcos	13800	70	30	2100
3	303	EEM Quetzaltenango	La Esperanza	13800	70	240	16800
4	304	EEM Huehuetenango	Huehuetenango	13800	70	30	2100
5	305	EEM Retalhuleu	Retalhuleu	2400	20	160	3200
6	306	EEM Retalhuleu	Retalhuleu	13800	63.5	60	3810
7	308	EEM Puerto Barrios	Puerto Barrios	13800	70	60	4200
8	309	EEM Puerto Barrios	Puerto Barrios	13800	70	40	2800
9	311	EEM Zacapa	La Fragua	13800	70	60	4200
10	312	EEM Gualán	Mayuelas	13800	70	30	2100
11	313	EEM Quetzaltenango	Quetzaltenango	13800	70	240	16800
12	314	EEM Guastatoya	El Rancho	13800	70	60	4200
13	336	EMRE Ixcán	Playa Grande	13200	63.5	10	635
14	339	EEM Jalapa	Jalapa	13800	63.5	60	3810

Fuente: Datos Remitidos a CNEE por ETCEE.

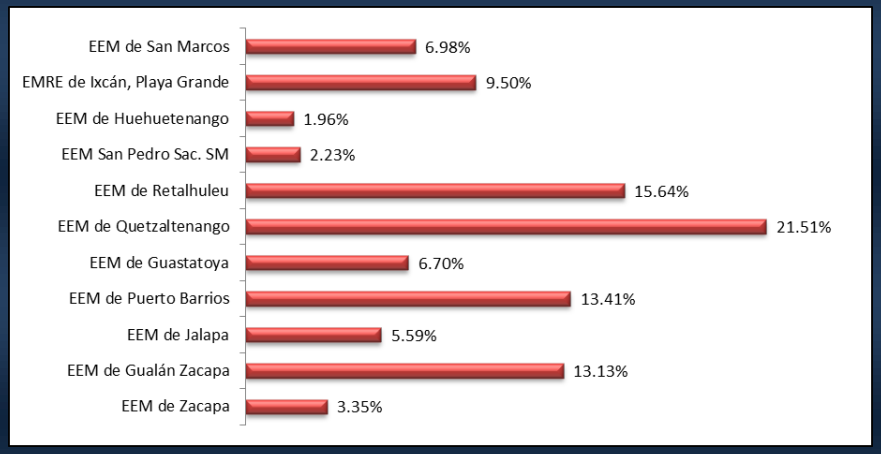
Del 2008 al 2011 se tienen un total de 358 mediciones de circuitos responsabilidad de las Empresas Eléctricas Municipales que superaron el indicador de Desbalance de Corriente, los cuales se encuentran Fuera de Tolerancia para lo cual la CNEE ha resuelto 203 casos validando los indicadores de desbalance de corriente para los distintos circuitos y períodos de control.

Gráfica # 39. Mediciones Fuera de Tolerancia del Indicador de Desbalance de Corriente de las Empresas Eléctricas Municipales (2008-2011)



Fuente: Datos remitidos por ETCEE.

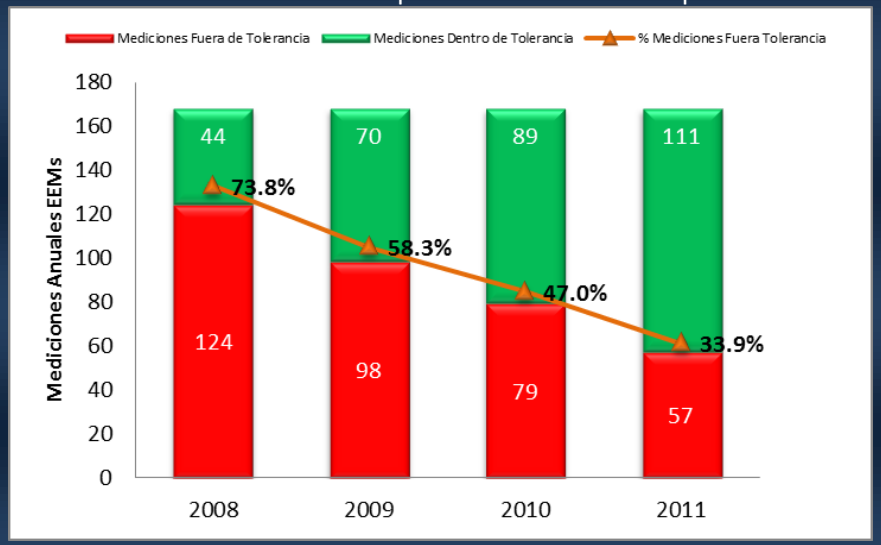
Gráfica # 40. Porcentaje de Mediciones Fuera de Tolerancia del Indicador de Desbalance de Corriente de las Empresas Eléctricas Municipales (2008-2011)



Fuente: Datos remitidos por ETCEE.

Se observa que Empresas Eléctricas como Quetzaltenango, Retalhuleu, Puerto Barrios, Gualán Zacapa y de Playa Grande Ixcán son las Empresas Eléctricas Municipales con mayor número de mediciones que superaron las tolerancias del indicador de desbalance de corriente.

Gráfica # 41. Mediciones Dentro y Fuera de la Tolerancia del Indicador de Desbalance de Corriente de las Empresas Eléctricas Municipales.



Fuente: Datos remitidos por ETCEE.

Se observa que el número de mediciones que superaron la tolerancia de este indicador se ha reducido a un 33.9% del total de mediciones anuales, esto como resultado de las actividades de apoyo realizadas por la CNEE, con lo que se ha logrado reducir la incidencia en el sistema de transporte por parte de las Empresas Eléctricas Municipales.

4.3. Calidad del Servicio Técnico de Transporte

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 el período de control es mensual. Dentro del proceso para realizar este control la CNEE debe realizar la calificación de los casos que las Distribuidoras invoquen como causas de fuerza mayor, para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la Calidad de Servicio Técnico.

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 establecer que las indisponibilidades se encuentran dentro de las tolerancias de los índices de Calidad; las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transmisión depende de la categoría y nivel de tensión.

Para la evaluación de la calidad del Servicio Técnico (Indisponibilidades forzadas) se considera lo siguiente:

Número Total de Salidas o Indisponibilidades Forzadas $NTIFLi = \sum_{j=1}^{n} IFjLi$

Duración Total de la Indisponibilidad Forzada $DTIFLi = \sum_{j=1}^{n} DIFjLi$

La CNEE llevo a cabo la actualización de los coeficientes de transporte en la resolución CNEE-222-2011, el objetivo de dicha actualización es incentivar la mejora de la calidad del Servicio Técnico de transporte. Además de la modificación a las NTCSTS (Actualización de los coeficientes de transporte), se han iniciado Investigaciones de Oficio, Procesos Sancionatorios; relacionados a las indisponibilidades del sistema de transporte. En dicha resolución se efectuó el cambio del período de control, iniciando a partir de 2012 de enero a diciembre, para que existiese una coherencia con las actualizaciones del peaje del sistema de transmisión, ya que es considerado dentro de los cálculos de sanciones.

4.3.1. 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.

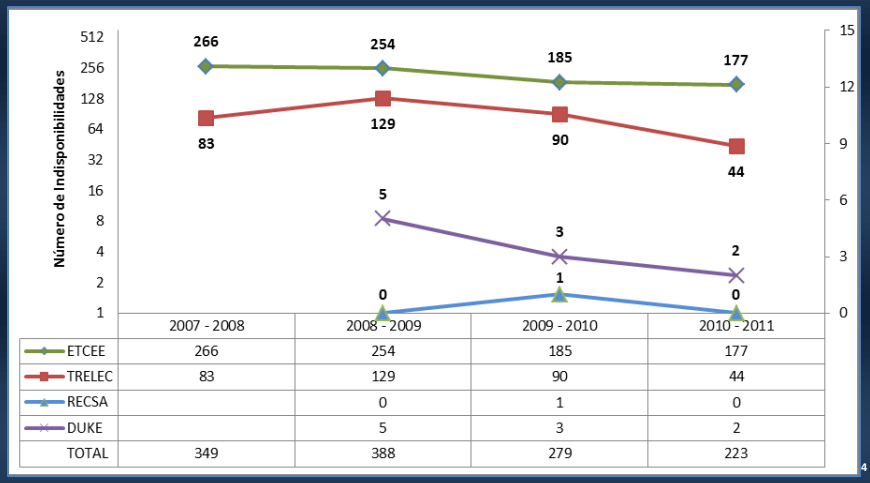
4.3.1.1. Número de Indisponibilidades Forzadas

En los últimos cinco años, se observan variaciones en la cantidad de indisponibilidades forzadas en el STEE. Del período de control 2007-2008 al período de control 2008-2009 el número de indisponibilidades forzadas aumentó en un 10%, luego se observa que el número de indisponibilidades forzadas del período de control 2010-2011, presenta una disminución de hasta un 42% comparada con el total de indisponibilidades forzadas del período de control 2008-2009.

Por medio gráfico se puede observar la reducción de indisponibilidades forzadas del STEE en los últimos cinco años, es decir que la confiabilidad del STEE ha mejorado considerablemente del año 2007 al 2011 reduciendo el

número de indisponibilidades forzadas. Los períodos de control presentados inician desde el mes de julio del primer año al mes de junio del año siguiente.

Gráfica # 42. Indisponibilidades Forzadas por Transportista 2007 – 2011



	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
ETCEE	266	254	185	177
TRELEC	83	129	90	44
RECSA		0	1	0
DUKE		5	3	2
TOTAL	349	388	279	223

Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM

El gráfico presenta una escala logarítmica para las empresas con mayor cantidad de indisponibilidades y para el total del sistema, en el eje secundario se presenta el detalle a una escala pequeña de las empresas con menor número de indisponibilidades. Se puede observar una mejora en la calidad del Servicio Técnico de transporte, existe una reducción en el número de indisponibilidades forzadas por Transportista en los últimos cinco años; es decir que la confiabilidad del sistema de transmisión de cada uno de los Transportistas ha mejorado considerablemente del año 2007 al 2011. El número de indisponibilidades forzadas del STEE se comporta de la siguiente forma:

I. Período 2007-2008 al 2008-2009: el número de indisponibilidades forzadas del STEE aumentan en 10%, siendo TRELEC el Transportista que registra un aumento considerable (aumentó un 35% el número de indisponibilidades forzadas).
II. Período 2008-2009 al 2009-2010: el número de indisponibilidades forzadas del STEE disminuyen un 28%, siendo ETCEE el Transportista que registra una disminución considerable (redujo un 27% el número de indisponibilidades forzadas).
III. Período 2009-2010 al 2010-2011: el número de indisponibilidades forzadas del STEE disminuyen un 20%, siendo TRELEC el Transportista que registra una disminución considerable (redujo un 51% el número de indisponibilidades forzadas).

Los resultados presentados previamente muestran que los agentes Transportistas han mejorado la confiabilidad de sus instalaciones de transporte, lo cual significa un beneficio para todo el sistema eléctrico nacional.

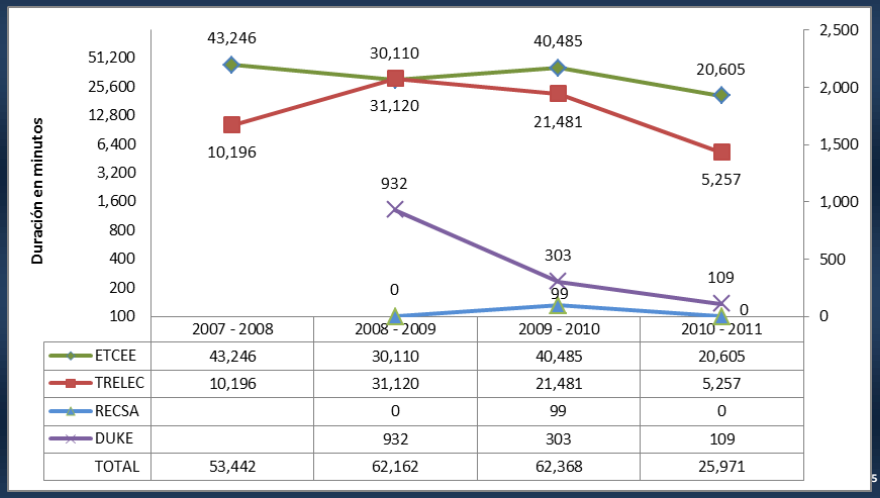
4.3.1.2. Duración de Indisponibilidades Forzadas

En los últimos cinco años, también se observan variaciones en la duración de indisponibilidades forzadas en el STEE. Del período de control 2007-2008 al período de control 2008-2009 la duración de indisponibilidades forzadas aumentó en un 14%, luego se observa que la duración de indisponibilidades forzadas del período de control 2010-2011, presenta una disminución de hasta un 58% comparada con la duración total de indisponibilidades forzadas del período de control 2008-2009.

En el gráfico se observa que del período 2007-2008 al 2008-2009 se incrementaron los tiempos de indisponibilidades forzadas del STEE, sin embargo posterior a dicho suceso la duración de indisponibilidades forzadas se ha reducido considerablemente (aproximadamente 58%), lo cual indica una mejora en la confiabilidad del STEE.

[4] Escala logarítmica.

Gráfica # 43.Duración de Indisponibilidades Forzadas por Transportista 2007 – 2011



	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
ETCEE	43,246	30,110	40,485	20,605
TRELEC	10,196	31,120	21,481	5,257
RECSA		0	99	0
DUKE		932	303	109
TOTAL	53,442	62,162	62,368	25,971

Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM

El gráfico presenta una escala logarítmica para las empresas con mayor duración de indisponibilidades y para el total del sistema, en el eje secundario se presenta el detalle a una escala pequeña de las empresas con menor duración de indisponibilidades. Se puede observar una mejora en la calidad del Servicio Técnico de transporte, existe una reducción en la duración de indisponibilidades forzadas por Transportista en los últimos cinco años; es decir que la confiabilidad del sistema de transmisión de cada uno de los Transportistas ha mejorado considerablemente del año 2007 al 2011. El número de indisponibilidades forzadas del STEE se comporta de la siguiente forma:

I. Período 2007-2008 al 2008-2009: la duración de indisponibilidades forzadas del STEE aumentan en 14%, siendo TRELEC el Transportista que registra un aumento considerable (aumentó en un 67% la duración de indisponibilidades forzadas).
II. Período 2008-2009 al 2009-2010: la duración de indisponibilidades forzadas del STEE disminuyen un 0.33%, siendo TRELEC el Transportista que registra una disminución considerable (redujo un 31% la duración de indisponibilidades forzadas).
III. Período 2009-2010 al 2010-2011: la duración de indisponibilidades forzadas del STEE disminuyen un 58%, siendo ETCEE el Transportista que registra una disminución considerable (redujo un 50% la duración de indisponibilidades forzadas).

Los resultados presentados previamente muestran que los agentes Transportistas han realizado la adecuación de sus instalaciones de transporte o incrementado la cantidad y capacidad de las mismas; así mismo demuestra que sus sistemas tienen la habilidad para responder al impacto de disturbios repentinos.

4.3.2. Indisponibilidades Programadas de Líneas de Transmisión

Son las líneas asociadas al STEE que se encuentran fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados, para el caso en particular los Transportistas deben realizar los procedimientos establecidos en el marco regulatorio, para que la indisponibilidad de la línea sea considerada como indisponibilidad programada.

4.3.2.1. Número de Indisponibilidades Programadas

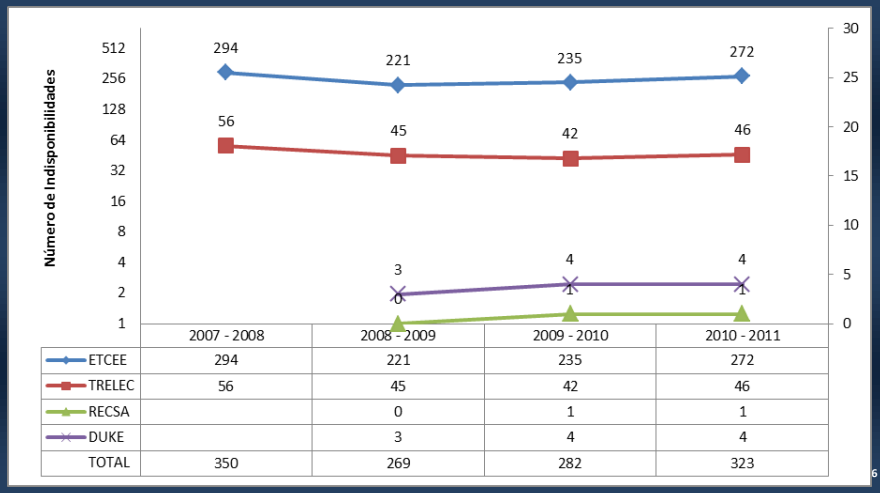
Las indisponibilidades programadas están relacionadas a los trabajos de mantenimiento realizados por los Transportistas a las instalaciones que forman parte de su sistema de transmisión, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad de Servicio Técnico del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

Por medio del gráfico se puede observar el comportamiento del número de indisponibilidades programadas ocurridas en el STEE; únicamente en el período de control 2007-2008 al período de control 2008-2009 el número

[5] Escala logarítmica.

de indisponibilidades programadas disminuyo en un 23%, luego se observa que el número de indisponibilidades programadas del período de control 2010-2011, presenta un aumento de hasta un 16% comparada con el número total de indisponibilidades programadas del período de control 2008-2009.

Gráfica # 44.Número de Indisponibilidades Programadas por Transportista 2007 – 2011



	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
ETCEE	294	221	235	272
TRELEC	56	45	42	46
RECSA		0	1	1
DUKE		3	4	4
TOTAL	350	269	282	323

Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM

El gráfico presenta una escala logarítmica para las empresas con mayor cantidad de indisponibilidades y para el total del sistema, en el eje secundario se presenta el detalle a una escala pequeña de las empresas con menor cantidad de indisponibilidades programadas. Se puede observar un incremento en el número de indisponibilidades programadas por Transportista en los últimos cinco años. El número de indisponibilidades programadas del STEE se comporta de la siguiente forma:

I. Período 2007-2008 al 2008-2009: el número de indisponibilidades programadas del STEE disminuyen un 23%, siendo ETCEE el Transportista que registra una reducción considerable (redujo un 25% el número de indisponibilidades programadas).
II. Período 2008-2009 al 2009-2010: el número de indisponibilidades programadas del STEE aumentan un 4.6%, siendo ETCEE el Transportista que registra un incremento considerable (aumentó un 6% el número de indisponibilidades programadas).
III. Período 2009-2010 al 2010-2011: el número de indisponibilidades programadas del STEE aumentan un 12%, siendo ETCEE el Transportista que registra un incremento considerable (aumentó un 13% el número de indisponibilidades programadas).

Los resultados presentados previamente muestran que los agentes Transportistas han incrementado los mantenimientos a su sistema de transporte, los resultados de dicho incremento se reflejan en la disminución en las indisponibilidades forzadas del STEE.

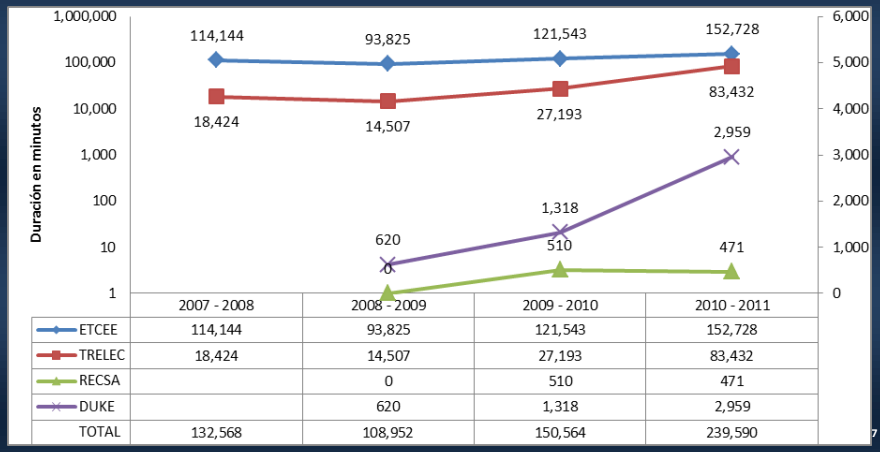
4.3.2.2. Duración de Indisponibilidades Programadas

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.

Por medio del gráfico se puede observar el comportamiento de la duración de las indisponibilidades programadas ocurridas en el STEE; únicamente en el período de control 2007-2008 al período de control 2008-2009 la duración de indisponibilidades programadas disminuyo en un 17%, luego se observa que la duración de indisponibilidades programadas del período de control 2010-2011, presenta un aumento de hasta un 54% comparada con la duración total de indisponibilidades programadas del período de control 2008-2009.

[6] Escala logarítmica.

Gráfica # 45.Duración de Indisponibilidades Programadas por Transportista 2007 – 2011



	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
ETCEE	114,144	93,825	121,543	152,728
TRELEC	18,424	14,507	27,193	83,432
RECSA		0	510	471
DUKE		620	1,318	2,959
TOTAL	132,568	108,952	150,564	239,590

Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM

El gráfico presenta una escala logarítmica para las empresas con mayor duración de indisponibilidades y para el total del sistema, en el eje secundario se presenta el detalle a una escala pequeña de las empresas con menor mantenimiento. Se puede observar un incremento en la duración de indisponibilidades programadas por Transportista en los últimos cinco años. La duración de indisponibilidades programadas del STEE se comporta de la siguiente forma:

I. Período 2007-2008 al 2008-2009: la duración de indisponibilidades programadas del STEE disminuyen un 17%, siendo ETCEE el Transportista que registra una reducción considerable (redujo un 18% el tiempo de indisponibilidades programadas).
II. Período 2008-2009 al 2009-2010: la duración de indisponibilidades programadas del STEE aumentan un 27%, siendo ETCEE el Transportista que registra un incremento considerable (aumentó un 23% el tiempo de indisponibilidades programadas).
III. Período 2009-2010 al 2010-2011: la duración de indisponibilidades programadas del STEE aumentan un 37%, siendo TRELEC el Transportista que registra un incremento considerable (aumentó un 67% el tiempo de indisponibilidades programadas).

Los resultados presentados en la gráfica muestran que TRELEC es el Transportista que ha tenido el mayor incremento en la duración de indisponibilidades programadas de líneas de transmisión, de igual manera ETCEE presenta un incremento importante en la duración de indisponibilidades programadas, DUKE presenta un incremento del doble de tiempo para del período 2009-2010 al período 2010-2011 (DUKE cuenta únicamente con una línea de transmisión); en el caso de RECSA se puede observar una disminución en la duración de indisponibilidades programadas del período 2009-2010 al período 2010-2011.

4.3.3. Histórico de Black Out's

Un Black Out o apagón general es la pérdida total de la utilidad del Sistema Nacional Interconectado -SNI-, técnicamente es una condición de tensión cero, que es causada cuando se pierde el balance generación-carga del sistema, usualmente provocado por fallas en puntos críticos del sistema, que según investigaciones efectuadas en los casos ocurridos en Guatemala para la mayoría de incidentes existe responsabilidad por parte de los agentes Transportistas al no liberar fallas suscitadas en sus instalaciones de forma oportuna.

A continuación se presenta el registro de apagones o desconexiones totales del Sistema Nacional Interconectado, los cuales se presentan en la tabla y gráficas siguientes.

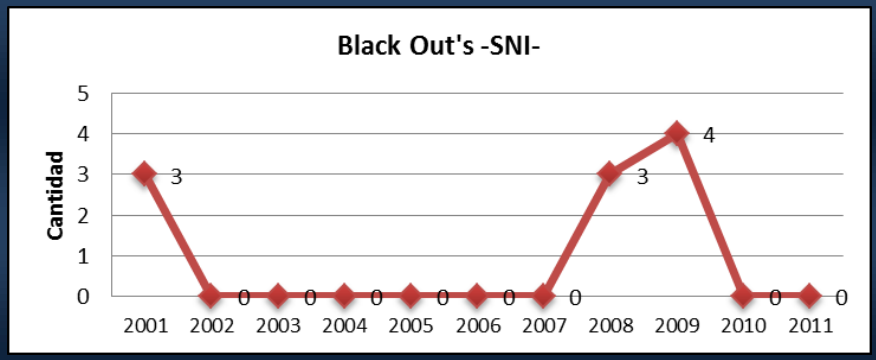
[7] Escala logarítmica.

Tabla # 8. Registro Black Out's, instalación afectada y causa del mismo.

Nº	Fecha	Instalación afectada del SNI	Causa	Demanda afectada (MW)
1	21/06/2001	Línea Escuintla 2 - PQP, 230 kV	Falla de equipos de protección	No Disponible
2	10/09/2001	Línea Escuintla 2 - PQP, 230 kV	La falla provocó oscilación de potencia	No Disponible
3	26/10/2001	Línea Escuintla 2 - PQP, 230 kV	La falla provocó oscilación de potencia	No Disponible
4	2/01/2008	Línea Aguacapa San Joaquín, 230 kV	Fuerte Viento y robo de piezas	850
	2/01/2008	Línea Escuintla- Guatemala Sur 230 kV	Fuerte Viento y robo de piezas	
	2/01/2008	Líneas Modelo y Palín Santa María Márquez 69 kV	Fuerte Viento y robo de piezas	
	2/01/2008	Mal funcionamiento de interruptor en subestación San Joaquín, 230 kV	Fuerte Viento y robo de piezas	
5	2/07/2008	Barra 69 kV, subestación Guatemala Sur	Corto circuito por contacto de globo metálico con barra de 69 kV, ausencia protección barra.	1025
6	31/08/2008	Línea Tactic-Guate Norte 230 KV	Descarga electro atmosférica	775
7	26/04/2009	Fases R y S de los seccionadores de la barra 1 69 kV, de Banco 2, 138/69 kV de la SE Guatemala Sur.	Falla de aislamiento seccionador barra 1, 69 kV, ausencia protección barra.	840
8	4/05/2009	Campo línea Escuintla 2-San Joaquín 230 kV, subestación San Joaquín.	Descarga electro atmosférica y falla de protecciones por falta comunicación vía fibra óptica.	1100
9	15/08/2009	Línea Tactic-Guate Norte 230 KV	Descarga electro atmosférico y falla en protecciones y equipos complementarios.	830
10	11/10/2009	Explosión de pararrayos en campo de Línea Enlace entre subestaciones Escuintla 1 y Escuintla 2.	Explosión Pararrayos	1100

En la tabla anterior se describen las fechas en las cuales ocurrieron los Black Out's del sistema eléctrico nacional guatemalteco hasta el año 2011, las instalaciones afectadas y sus características técnicas, también se incluyen las causas generales que los ocasionaron y la demanda afectada por cada uno de los eventos.

Gráfica # 46. Histórico de apagones generales registrados en el SIN



La CNEE ha realizado en los últimos 5 años, los procesos de investigación técnica de la ocurrencia de los Black Out presentados, determinándose según cada caso las responsabilidades de acuerdo al marco legal en vigencia. Actualmente se encuentra en fase de investigación el Black Out suscitado en el mes de marzo de 2012.

5. Actividades de Campo, Fiscalización de CNEE

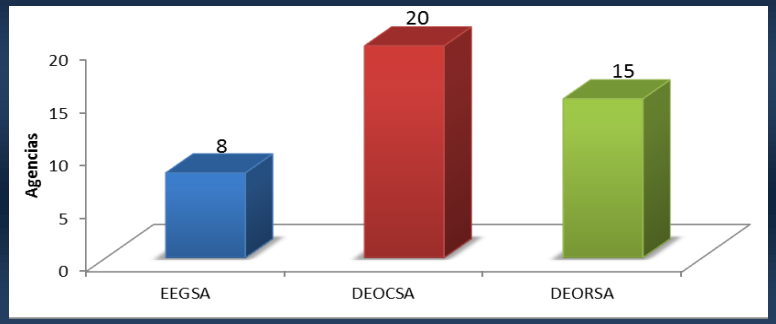
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica está facultada para fiscalizar y controlar el cumplimiento de los niveles de calidad del servicio, pudiendo auditar cualquier etapa del proceso de determinación de indicadores y los procedimientos utilizados por los Distribuidores; para complementar las revisiones de la información se remite a la CNEE, se realizan actividades de Campo, visitando agencias comerciales y realizando lecturas de medidores en diferentes municipios del país.

Las actividades de campo realizadas por parte de CNEE para fiscalización y control, son efectuadas con personal propio y se orientan a las actividades principales siguientes:

5.1. Fiscalización en Agencias Comerciales

Para verificar el cumplimiento de la atención al usuario y la facturación de consumos correctos de parte de las Distribuidora EEGSA, DEOCSA y DEORSA, la CNEE, realiza procesos de fiscalización en campo que comprende Visita a Agencias Comerciales. La CNEE, la calidad de Atención a los Usuarios y el funcionamiento de los procesos que han sido establecidos por la Distribuidora para las Gestiones Comerciales, visitando las agencias de las Distribuidoras.

Gráfica # 47. Cantidad de agencias comerciales por Distribuidora, visitadas en año 2011.



Fuente: informacion de Procesos internos de CNEE.

En la grafica anterior se observa la cantidad de agencias Comerciales de las grandes Distribuidoras, visitadas en el año 2011, cantidad que representa el 100% de las Agencias Comerciales del pais que son propiedad de las Distribuidoras, realizando las actividades de fiscalizacion definidas en la normativa actual.

Imagen # 1. Fotografías de visitas a Agencias Comerciales

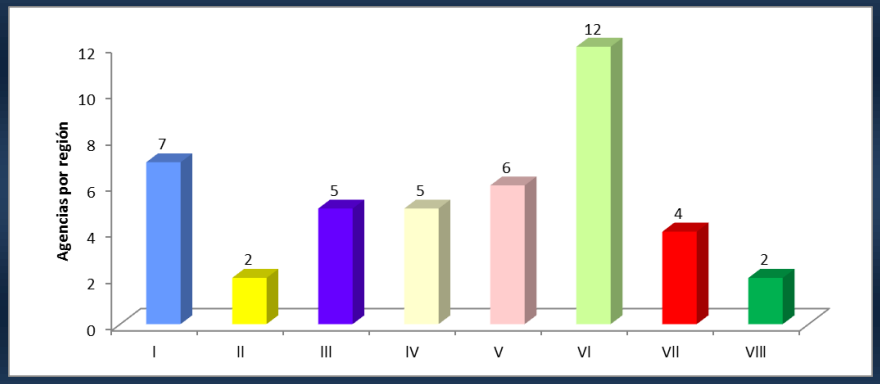
Fuente: informacion de Procesos internos de CNEE.

En las visitas a las Agencias Comerciales, se verifica la calidad con la cual se realiza la Atención a los Usuarios, el funcionamiento de los procesos que han sido establecidos por las Distribuidoras para las Gestiones Comerciales.

Se verifica que el Libro de Quejas esté a la vista de los Usuarios y que el sistema telefónico con el que cuentan se encuentre en correcto funcionamiento.

En la permanencia en las Agencias Comerciales se brinda acompañamiento a usuarios en las gestiones que llegan a realizar, con el objetivo de verificar los procedimientos y los tiempos de atención por gestión.

Gráfica # 48. Distribución de agencias visitadas por regiones.



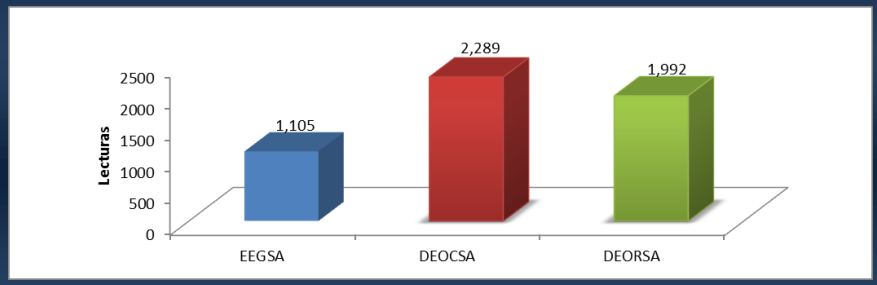
Fuente: Informacion de Procesos internos de CNEE.

En la gráfica se observa que la cantidad de agencias que se han visitado por región las cuales abarcan los 22 departamentos del país y las ocho regiones

5.2. Fiscalización de Ruta de Lecturas

Personal de Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha efectuado rutas de lectura teniendo presencia en todos los departamentos del país, con el objetivo de verificar que los consumos que los Distribuidores cobran en la facturación, sean acorde a los consumos reales de los usuarios y con ello dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad “proteger los derechos de los usuarios”.

Gráfica # 49. Cantidad de Lecturas fiscalizadas por Distribuidora en el año 2011.



Fuente: Informacion de Procesos internos de CNEE.

En la gráfica anterior se visualiza las rutas de lectura en el área de cobertura de los grandes distribuiodres, durante las fiscalizaciones se han efectuado 1,105 lecturas en EEGSA, 2289 lecturas en DEOCSA y 1992 lecturas en el área de cobertura de DEORSA.

Imagen # 2. Fotografías de Rutas de Lectura realizadas en el 2011.

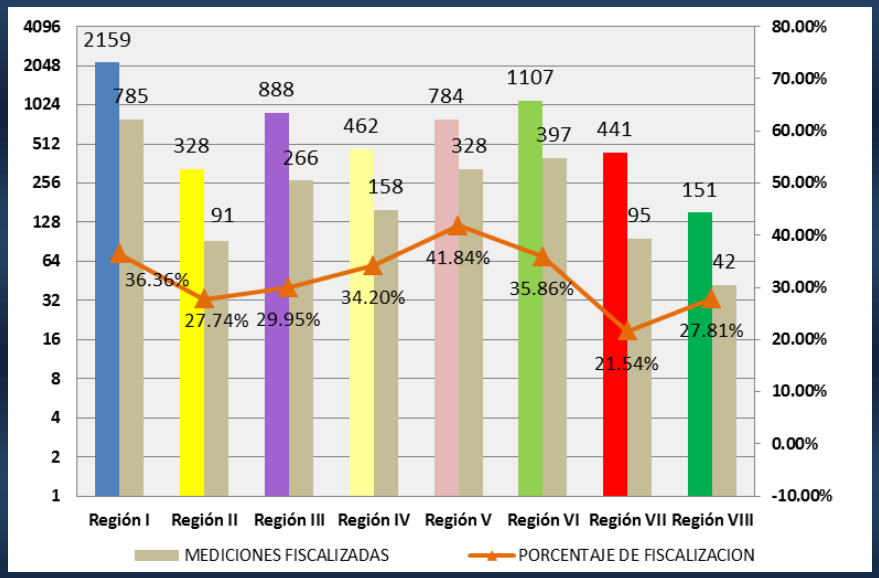
Fuente: Informacion de Procesos internos de CNEE.

Las imágenes anteriores muestran las diferentes actividades que realiza el personal de CNEE, Para todos los puntos fiscalizados en rutas de lectura realizadas, se observa registran fotografías y puntos GPS. La información recabada en campo es objeto de procesos de fiscalización.

5.3. Fiscalización de Producto Técnico

Mensualmente, se realiza el sorteo de los usuarios a los cuales se les realizará una medición de Calidad de Producto Técnico, la Distribuidora programa la fecha de instalación y retiro del equipo de verificación. La CNEE fiscaliza de forma muestral dicha instalación y/o retiro mensual, y obtiene los archivos originales de descarga de datos del equipo.

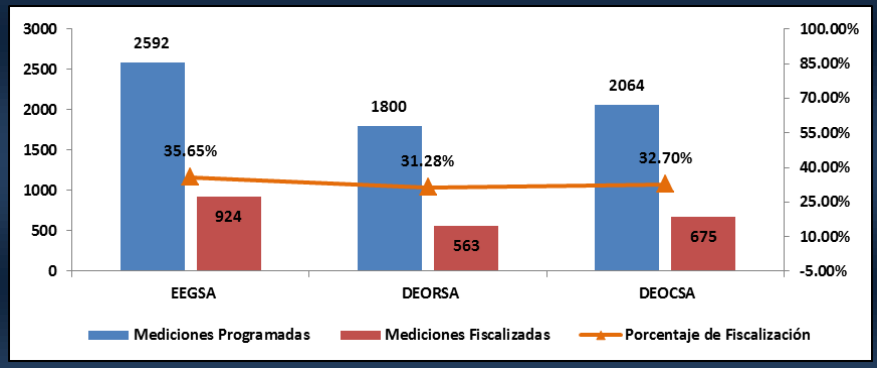
Gráfica # 50. Mediciones Fiscalizadas por Región 2011



Fuente: CNEE

La Grafica muestra por región, el total de mediciones efectuadas y el detalle de la cantidad de mediciones fiscalizadas por personal de la CNEE durante el año 2011, asimismo el porcentaje de puntos fiscalizados. En dicha actividad la CNEE mantiene presencia en un porcentaje importante de mediciones efectuadas a lo largo de toda la República de Guatemala.

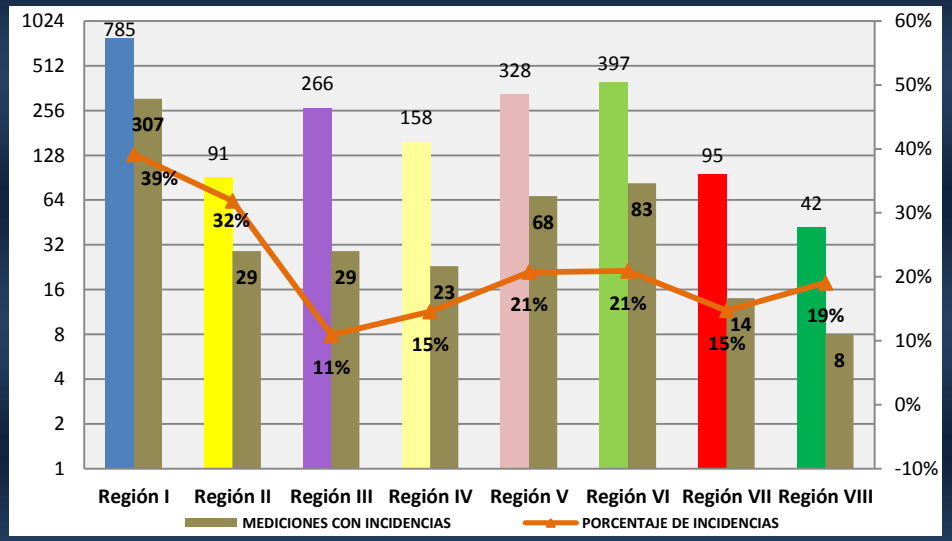
Gráfica # 51. En el año 2011, se fiscalizaron 2162 Mediciones de CPT por personal de CNEE.

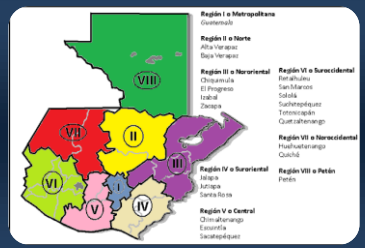


Fuente: CNEE.

La grafica anterior muestra los porcentajes fiscalizados por Distribuidora.

Gráfica # 52. Mediciones con Incidencia por región, para el año 2011

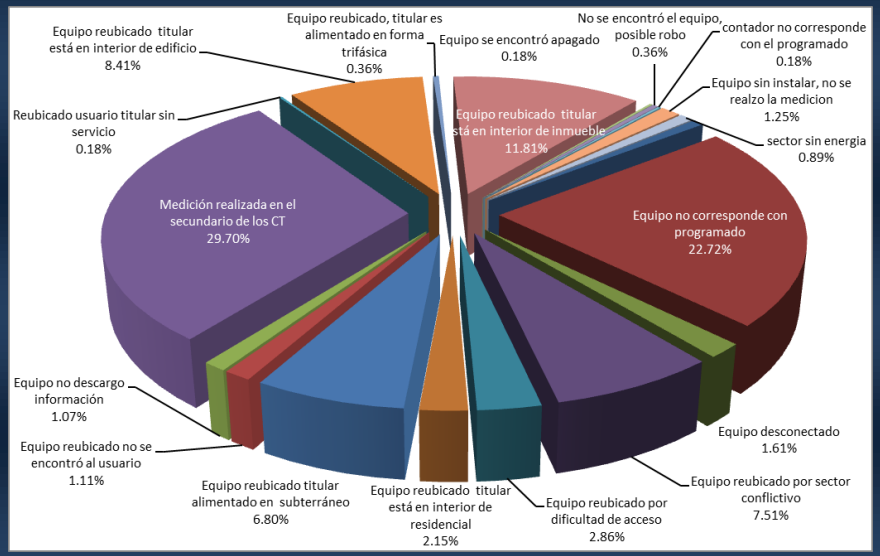




Fuente: CNEE.

Dentro de la fiscalización de calidad de Producto Técnico, personal de CNEE observa el procedimiento realizado por los técnicos instaladores de las Distribuidoras, en el gráfico se puede observar las incidencias registradas en la instalación y/o retiro de los equipos utilizados en la medición de calidad de Producto Técnico.

Gráfica # 53. Porcentaje de Incidencias en la Fiscalización de Mediciones durante el año 2011



Fuente: CNEE.

La grafica muestra el detalle de hallazgos encontrados al momento de realizar las fiscalizaciones. La CNEE realiza procesos de seguimiento derivado de dichas fiscalizaciones.

5.4. Actividades de Apoyo y Fiscalización de las Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica como parte del apoyo brindado a las Empresas Eléctricas Municipales realiza actividades de fiscalización y de asesoría para la aplicación de la normativa de CNEE, que incluye temas de Calidad del Servicio de Distribución.

Las actividades incluyen la evaluación de los indicadores del servicio de distribución hasta el apoyo técnico en campo, como el análisis y gestión de la red para la mejoría de los parámetros del servicio de distribución prestado a los usuarios.

En el año 2011, se han realizado 11 actividades de apoyo a Empresas Eléctricas Municipales y a solicitud de CNEE, 7 empresas adquirieron equipo para realizar la campaña de medición del Producto Técnico. La CNEE ha contribuido con la implementación del procedimiento más adecuado para la evaluación, análisis y mejora, del indicador de desbalance de corriente. En este tema CNEE ha brindado el apoyo necesario para balancear las cargas en las instalaciones de media tensión de las Empresas Eléctricas Municipales de Quetzaltenango, San Marcos y San Pedro Sacatepéquez SM.

Imagen # 3. Apoyo para el balance de cargas en las Empresas Eléctricas Municipales.

Fuente:CNEE.

5.5. Fiscalización del Cumplimiento NTDOID y NTDOST

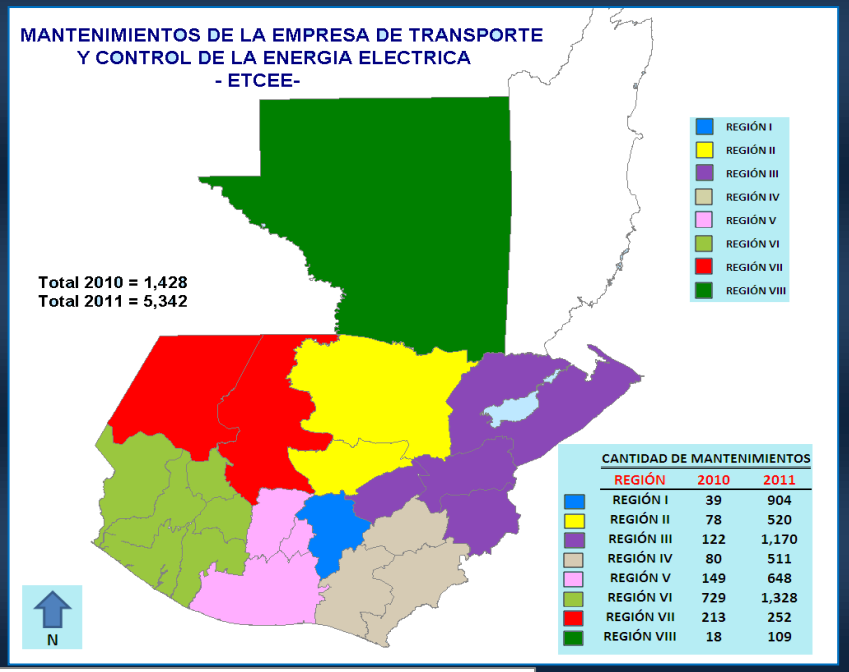
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza verificación del cumplimiento normativo establecido en el marco legal vigente, lo cual incide en la operación y el diseño de instalaciones de transporte y distribución, tomando en consideración la seguridad de las personas, sus bienes, la continuidad del servicio y calidad de la energía eléctrica en todo el territorio guatemalteco.

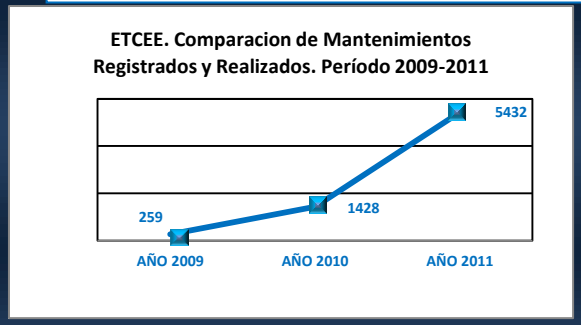
5.5.1. Monitoreo de Mantenimientos al Sistema de Transporte

Mediante procesos de investigación de oficio son monitoreadas las actividades de mantenimiento en instalaciones de transporte. Con los datos obtenidos fue posible comparar cuantitativamente la cantidad de actividades de mantenimiento reportadas por el Transportista ETCEE en un período de tres años. Las actividades de mantenimiento abarcan líneas y subestaciones entre otros campos de línea, campos de transformación, sus equipos eléctricos de potencia así como protecciones y equipos auxiliares. De manera general las actividades incluyeron mantenimiento de protecciones, interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos, sistemas de tierras, limpieza y reparación de aislamiento, etc.

La información de las actividades de mantenimiento de otras empresas Transportistas se encuentra en gestión.

Gráfica # 54. Mapa de actividades de mantenimiento reportadas por ETCEE. Datos por regiones de los años 2010 y 2011. Actualizada a noviembre 2011.





Fuente: CNEE con información brindada por el agente Transportista.

En la información reportada por el Transportista, se observa un aumento en las actividades de mantenimiento efectuadas durante 2011. La CNEE trabaja en elaborar detalles por tipo de actividad para analizar las acciones realizadas para mantener en buen estado las instalaciones del SNI, asimismo se encuentran en gestión expedientes que contienen información de otros Transportistas.

5.5.2. Fiscalización de Mantenimientos de Distribución

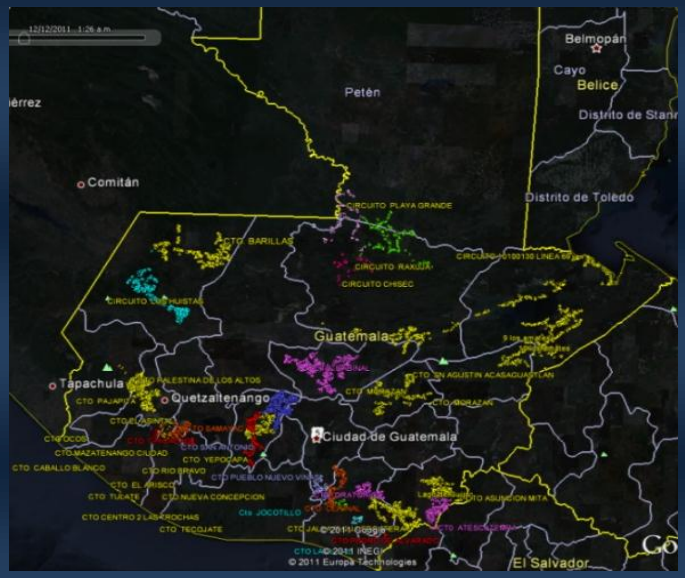
Mediante procesos de investigación de oficio fueron realizadas fiscalizaciones en instalaciones de media y baja tensión en circuitos seleccionados por sus bajos índices de calidad de Servicio Técnico realizándose diversos hallazgos de incumplimientos NTDOID.

La fiscalización de los incumplimientos de la norma NTDOID se realiza por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de acuerdo al marco legal vigente, actualmente se tramitan los correspondientes procesos de investigación y sancionatorios.

5.5.2.1. Verificación Selectiva en Circuitos MT

En la gráfica siguiente se puede apreciar geográficamente los circuitos a los cuáles se fiscalizó el cumplimiento de las NTDOID durante 2011, los cuales actualmente son objeto de procesos que se encuentran en gestión por incumplimientos a la normativa, debido a que se encontraron indicios de falta de mantenimiento, e incumplimientos a las distancias mínimas de seguridad.

Gráfica # 55. Incumplimientos NTDOID en Circuitos MT/BT.



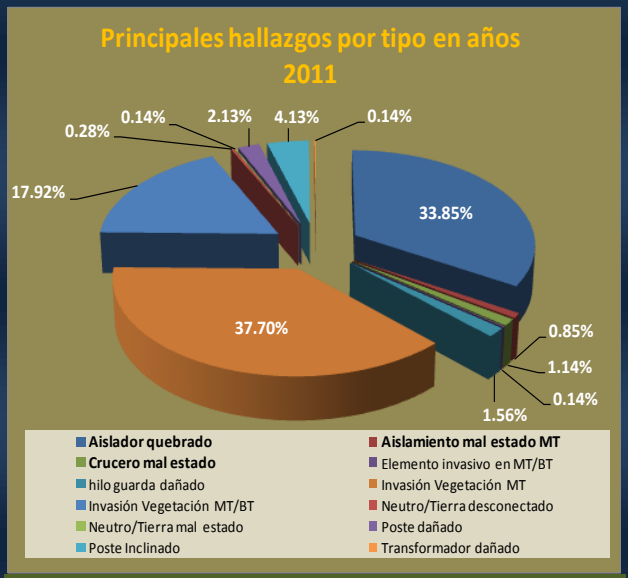
Orden	Circuito	Orden	Circuito
1	10000002 SAN MARTIN JILOTEPEQUE	32	10000014 ORATORIO
2	10000005 PATZICIA	33	10000018 ASUNCION MITA
3	10000074 COATEPEQUE CIUDAD	34	10000023 TAXISCO
4	10000078 RIO BRAVO	35	10000035 LAS LISAS
5	10000082 LOS HUISTAS	36	10000047 CHIQUIMULILLA
6	10000089 PALESTINA DE LOS ALTOS	37	10000054 SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN
7	10000091 TIQUISATE	38	10000064 MARISCOS
8	10000094 SAN PEDRO JOCOPILAS	39	10000068 ATESCATEMPA
9	10000102 MAZATENANGO CIUDAD	40	10100001 CERINAL
10	10000104 SAMAYAC	41	10100002 PUEBLO NUEVO VINAS
11	10000105 SAN FRANCISCO ZAP.	42	10100005 RABINAL
12	10000107 SAN ANTONIO	43	10100011 JALPATAGUA - LA FRONTERA
13	10000109 OCOS	44	10100014 LOS AMATES
14	10000110 PAJAPITA	45	10100015 MORAZAN
15	10000123 ESQUIPULAS PALO GORDO	46	10100024 CHISEC
16	10000125 LAS HULERAS	47	10100025 RAXUJA
17	10000127 LA GUITARRA	48	10100030 PLAYA GRANDE
18	10000128 EL ASINTAL	49	10100067 PEDRO DE ALVARADO
19	10000130 SAN MARTIN ZAPOTITLAN	50	10100077 RIO DULCE
20	10100027 CABALLO BLANCO	51	10100087 EL ESTOR
21	10100094 SEMILLERO	52	10100088 EL MURCIELAGO
22	10100104 TULATE	53	10100132 MONTE RICO
23	10100105 CENTRO 2 LAS TROCHAS	54	10100160 SANTA ROSALIA
24	10100106 TECOJATE	55	10100204 PANZOS
25	10100112 BARILLAS	56	10100210 CHANMAGUA
26	10100131 PLAYA EL SEMILLERO	57	10100224 JOCOTAN
27	10100148 SAN JOSE POAQUIL	58	10100237 LA TINTA
28	10100149 YEPOCAPA	59	10100239 TELEMAN
29	10100184 EL ARISCO		
30	10100187 CHICACAO		
31	10100264 NUEVA CONCEPCION		

Fuente: CNEE.

En la figura anterior se observan el mapa de circuitos MT/BT que fueron objeto de fiscalización muestral durante al año 2011 y la tabla que listan los nombres de los circuitos fiscalizados, bajo los criterios de mantenimiento y

distancias de seguridad establecidos en la norma NTDOID. Los incumplimientos detectados afectan directamente la calidad del servicio de los usuarios.

Gráfica # 56. Principales hallazgos NTDOID, realizados en las fiscalizaciones indicadas anteriormente.



Causa	Cant.	% sobre el Total
Aislador quebrado	238	33.85%
Aislamiento mal estado MT	6	0.85%
Crucero mal estado	8	1.14%
Elemento invasivo en MT/BT	1	0.14%
hilo guarda dañado	11	1.56%
Invasión Vegetación MT	265	37.70%
Invasión Vegetación MT/BT	126	17.92%
Neutro/Tierra desconectado	2	0.28%
Neutro/Tierra mal estado	1	0.14%
Poste dañado	15	2.13%
Poste Inclinado	29	4.13%
Transformador dañado	1	0.14%

Fuente: CNEE.

Se observa que el mayor hallazgo de incumplimientos NTDOID corresponde a la invasión de vegetación en redes de distribución MT y BT. Lo anterior afecta la calidad del Servicio Técnico brindado por las Distribuidoras, aparte de ser un incumplimiento a las distancias mínimas de seguridad establecidas en las NTDOID y falta de mantenimiento, actividades reconocidas vía tarifa a las empresas Distribuidoras.

5.5.2.2. Monitoreo de Interrupciones de Calidad de Servicio Técnico

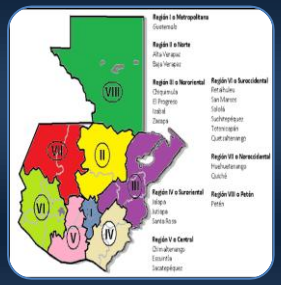
Durante varios años CNEE ha monitoreado la calidad del Servicio Técnico en instalaciones de distribución por medio de registradores de interrupciones del suministro de energía eléctrica. Durante el año 2011 se instalaron 74 registradores en las salidas de Baja Tensión de los Transformadores MT/BT, en 8 circuitos de distribución, las gráficas y mapas siguientes muestran geográficamente la ubicación de los equipos instalados por CNEE para tal fin. La ubicación de los registradores se realizó de acuerdo a una calificación y clasificación de circuitos fuera de tolerancias, efectuada por CNEE.

Gráfica # 57. Ubicación de Registradores de interrupciones de CNEE durante el año 2011.

CANTIDAD DE USUARIOS

DIRECTOS

REGIÓN	2010	2011
REGIÓN II	117	117
REGIÓN III	154	250
REGIÓN IV	208	424
REGIÓN V	927	1019
REGIÓN VII	232	232



INDIRECTOS

REGIÓN	2011
REGIÓN II	3553
REGIÓN III	9002
REGIÓN IV	10756
REGIÓN V	45188
REGIÓN VII	32752

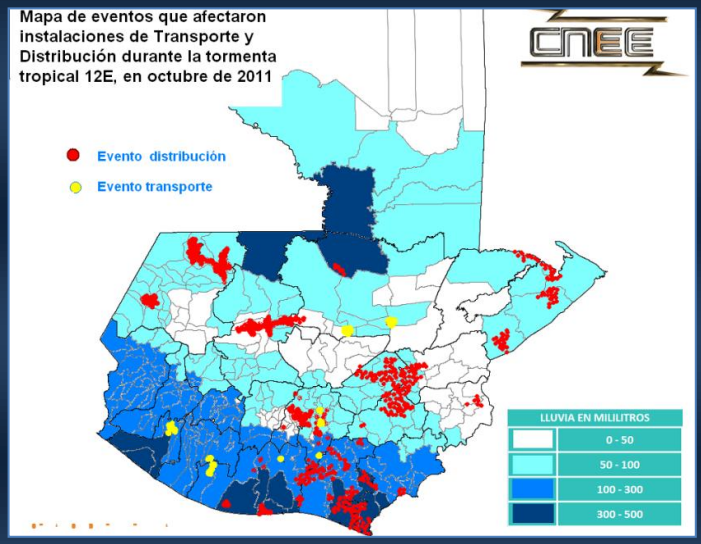
Fuente: CNEE

En las figuras anteriores podemos observar el mapa por regiones de la ubicación de los registradores de interrupciones de CNEE a nivel nacional, a la derecha la tablas de cantidad de usuarios con monitoreo directo y los usuarios con monitoreo indirecto de calidad de Servicio Técnico y al extremo derecho la identificación de la regiones.

5.5.2.3. Mapa de riesgos por tormenta tropical 12 E

En el año 2011 se recopiló por parte de CNEE la información de instalaciones eléctricas del sistema eléctrico nacional que fueron afectadas por la tormenta tropical 12E. La información identifica geográficamente los eventos que afectaron las instalaciones de transporte y distribución, la cual es presentada en el mapa siguiente. Los eventos reportados fueron deslaves, inundaciones, ríos desbordados, suelos anegados, caída de árboles sobre instalaciones.

Gráfica # 58. Mapa de riesgos por tormenta tropical 12E.



Fuente: CNEE con datos proporcionados por Agentes.

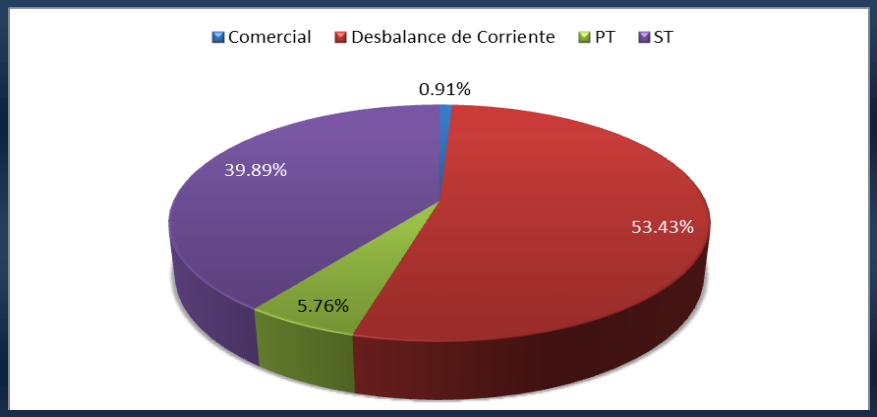
En el mapa anterior se visualizan en color rojo los eventos reportados por los Distribuidores, que afectaron la continuidad del servicio de energía eléctrica en instalaciones de Distribución en las áreas de concesión de EEGSA, DEOCSA y DEORSA. Asimismo en color amarillo se presenta la ubicación de eventos reportados por los Transportistas, que afectaron las instalaciones de Transporte por la tormenta tropical 12E.

6. Indemnizaciones por Transgresiones a los Indicadores de Calidad del Servicio

Entre las obligaciones establecidas en la normativa, se encuentra que las Distribuidoras deben pagar las indemnizaciones por la transgresión a las tolerancias establecidas. Las Normas Técnicas de Distribución (NTSD) y Transmisión (NTCSTS), establecen la metodología de cálculo de indemnizaciones y sanciones por transgresiones a los indicadores de calidad del servicio. En el caso de distribución la mayoría de transgresiones a los indicadores significan una indemnización para los usuarios y en el caso de transporte, el indicador que genera indemnizaciones al Transportista es el Desbalance de Corriente.

A continuación se presenta un resumen de los montos de indemnizaciones resueltos por CNEE, y su desagregación por tema y empresa, actualizados al 19 de abril de 2012. Dicho resumen corresponde a lo resuelto por la CNEE de conformidad con el cumplimiento al Marco Regulatorio Vigente. Una cantidad importante de dichos montos presentados están sujetos a procesos judiciales y podrían variar de acuerdo a la resolución legal de dichos procesos.

Gráfica # 59. Total acumulado de indemnizaciones resueltas por la CNEE por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio[8]



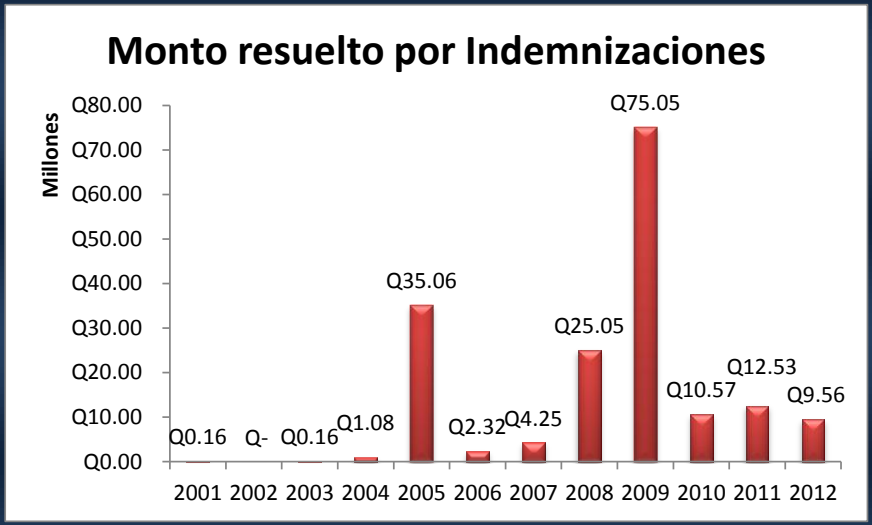
Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

[8] Actualizado al 19 de Abril de 2012. Sujeto a resolución de procesos judiciales.

La información contenida en las gráficas, se relaciona con 556 expedientes resueltos desde el año 2001, en los cuales se requieren indemnizaciones por la transgresión a las tolerancias de calidad. Se puede observar que el mayor monto resuelto hasta la fecha corresponde al indicador de Desbalance de Corriente, y que otros indicadores que generan montos importantes se relacionan con la calidad de Servicio Técnico de Distribución. Actualmente existe una cantidad considerable de expedientes en gestión relacionados con el cálculo de indicadores que generan indemnización, los cuáles cumplirán con las etapas correspondientes hasta llegar a la indemnización y posterior acreditación a los usuarios. El 61% de los montos resueltos a la fecha, se encuentran en procesos legales por recursos de revocatoria u otras instancias legales.

La CNEE realiza las acciones que corresponden en cumplimiento de sus funciones, para velar por la acreditación del monto de las indemnizaciones.

Gráfica # 60. Detalle anual y por Empresa de los montos resueltos por la CNEE por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio. [9]



	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	EEMs
2001	Q -	Q -	Q 158,148.16	Q -
2002	Q -	Q -	Q -	Q -
2003	Q 34,552.64	Q -	Q 125,661.57	Q -
2004	Q 153,836.69	Q 90,305.36	Q 833,043.52	Q -
2005	Q 14,284,296.42	Q 19,430,620.62	Q 999,406.34	Q 347,914.57
2006	Q 1,155,572.51	Q 1,164,132.31	Q -	Q -
2007	Q 1,718,846.21	Q 2,532,447.10	Q 421.90	Q -
2008	Q 8,970,050.71	Q 16,001,321.49	Q 80,019.44	Q -
2009	Q 34,874,244.91	Q 35,706,307.03	Q 487.70	Q 4,470,675.40
2010	Q 2,447,445.78	Q 3,856,688.25	Q -	Q 4,267,517.71
2011	Q 2,725,504.54	Q 3,425,249.90	Q 317,701.88	Q 6,061,055.86
2012	Q 758,463.59	Q 979,029.74	Q 355,865.17	Q 7,465,633.21
TOTAL	Q 67,122,814.00	Q 83,186,101.80	Q 2,870,755.68	Q 22,612,796.75

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La CNEE ha resuelto una cantidad importante de indemnizaciones por transgresiones a la normativa. El monto total de indemnizaciones resueltas es superior a los Q 175 Millones de quetzales desde 2001.

Tabla # 9. **Detalle anual y por Empresa de los montos resueltos por la CNEE por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio para las Empresas Eléctricas Municipales.**[10]

	EEMQuetzaltenango	EEMPuerto Barrios	EEMGuastatoya	EHMRetalhuleu	EEMGualán	EEMJalapa	EEMSan Marcos	EEMSPS	EMRE	EEMZacapa	EEMSan Pedro Pinula	EEMTacaná	EHPatulul	EEMJoyabaj	EEMHuehuetenango	EEMSayaxché	EEMSanta Eulalia
2001	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2002	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2003	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2004	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2005	Q -	Q -	Q 18,444.49	Q 92,254.51	Q -	Q -	Q 237,215.57	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2006	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2007	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2008	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2009	Q 2,621,613.15	Q 432,804.23	Q 394,211.47	Q 440,380.36	Q 287,190.86	Q 131,490.76	Q 130,702.11	Q 24,332.15	Q 7,950.31	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2010	Q 1,393,027.47	Q 1,527,568.27	Q 570,020.93	Q 395,182.45	Q 195,277.06	Q 121,784.74	Q 30,846.91	Q 12,198.71	Q 17,352.53	Q 4,258.64	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2011	Q 4,021,613.30	Q 243,410.41	Q 19,345.53	Q 179,461.04	Q 1,049,525.40	Q 77,592.59	Q 45,522.99	Q -	Q 135,472.71	Q 277,423.24	Q -	Q -	Q -	Q -	Q 11,688.65	Q -	Q -
2012	Q 7,038,562.02	Q 62,966.59	Q 41,111.53	Q 27,928.86	Q 188,234.51	Q -	Q 5,710.73	Q -	Q 4,089.78	Q 42,205.76	Q -	Q -	Q -	Q -	Q 54,823.43	Q -	Q -
Totales	Q 15,074,815.94	Q 2,266,749.50	Q 1,043,133.95	Q 1,135,207.22	Q 1,720,227.83	Q 330,868.09	Q 449,998.31	Q 36,530.86	Q 164,865.33	Q 323,887.64	Q -	Q -	Q -	Q -	Q 66,512.08	Q -	Q -

[9] Actualizado al 19 de Abril de 2012. Sujeto a resolución de procesos judiciales.
[10] Actualizado al 19 de Abril de 2012. Sujeto a resolución de procesos judiciales.

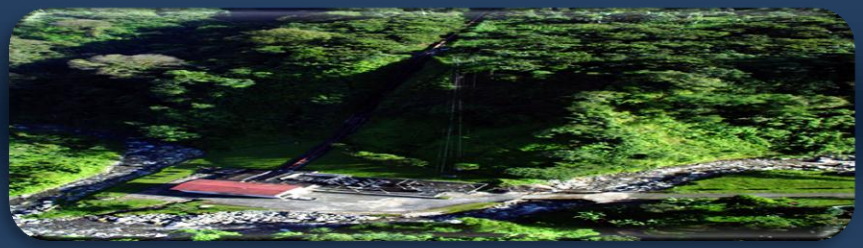
Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El detalle de las indemnizaciones resuelto por transgresión a las tolerancias de Desbalance de Corriente para las Empresas Eléctricas municipales se muestra en la tabla, se observa que la EEM que más desviaciones presentó en este indicador es la de Quetzaltenango. La CNEE ha realizado acciones durante los últimos años para apoyar en la gestión de red de dichas empresas, logrando resultados importantes en el cumplimiento de dicho parámetro.

7. Multas por Transgresiones a los Indicadores de Calidad del Servicio

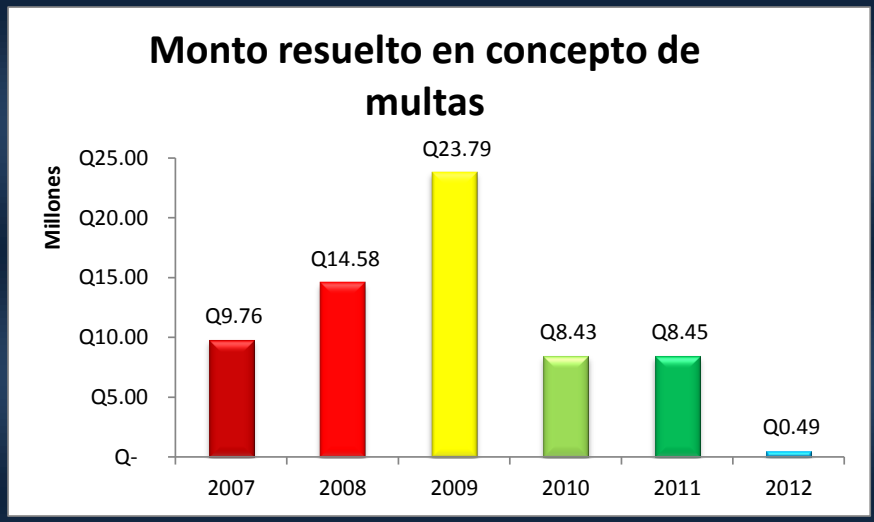
La CNEE impone las multas contempladas en la normativa, por transgresiones a las tolerancias en el sistema de transporte, o por incumplimientos al marco regulatorio vigente por parte de los agentes del sector eléctrico. Se han resuelto más de 500 procesos sancionatorios por incumplimientos a las obligaciones de calidad para distintos distribuidores o Transportistas, algunos de los cuáles se encuentran en gestión, o en procesos legales derivado de revocatorias de los propios agentes.

A continuación se presenta un resumen de los montos de sanciones resueltos por CNEE, y su desagregación por tema y empresa, actualizados al 19 de abril de 2012. Dicho resumen corresponde a lo resuelto por la CNEE de conformidad con el cumplimiento al Marco Regulatorio Vigente. Una cantidad importante de dichos montos presentados están sujetos a procesos judiciales y podrían variar de acuerdo a la resolución legal de dichos procesos.



Gráfica # 61. Detalle anual de las multas resueltas por la CNEE por faltas a la normativa de Calidad de Servicio.[11]

Año	Monto multas
2000	Q 60,486.00
2001	Q 703,910.00
2002	Q 771,592.00
2003	Q 1,086,349.60
2004	Q 4,359,300.30
2005	Q 6,990,687.49
2006	Q 13,262,438.61
2007	Q 9,760,006.00
2008	Q 14,584,350.11
2009	Q 23,791,785.50
2010	Q 8,431,053.03
2011	Q 8,454,777.20
2012	Q 493,973.10
Totales	**Q92,750,708.94**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

[11] Actualizado al 19 de Abril de 2012. Sujeto a resolución de procesos judiciales.

Tabla # 10. **Detalle por Empresa de las multas resueltas por la CNEE por faltas a la normativa de Calidad de Servicio.**[12]

	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	ETCEE	TRELEC	DUKE	RECSA	EEMs
2000	Q -	Q -	Q 60,486.00	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2001	Q 288,669.00	Q 227,914.00	Q 187,327.00	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2002	Q 333,250.00	Q 427,755.00	Q 10,587.00	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2003	Q 664,658.60	Q 421,691.00	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2004	Q 1,489,095.00	Q 2,550,780.00	Q 305,482.30	Q -	Q -	Q -	Q -	Q 13,943.00
2005	Q 2,306,743.00	Q 2,488,234.00	Q 100,697.00	Q 1,665,233.49	Q 429,780.00	Q -	Q -	Q -
2006	Q 4,343,301.00	Q 8,459,854.00	Q 28,612.00	Q 384,238.15	Q 15,251.46	Q -	Q -	Q 31,182.00
2007	Q 7,630,215.00	Q 2,099,894.00	Q 29,897.00	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
2008	Q 8,695,982.64	Q 4,655,876.24	Q 329,910.88	Q 367,687.10	Q 518,077.25	Q -	Q -	Q 16,816.00
2009	Q 10,382,319.84	Q 6,480,312.74	Q 421,029.02	Q 3,034,214.05	Q 926,782.65	Q 1,091,475.99	Q 156,127.02	Q 1,299,524.19
2010	Q 728,544.15	Q 2,087,032.97	Q 205,920.17	Q 2,427,468.85	Q 315,534.20	Q 631,865.78	Q 753,465.11	Q 1,281,221.80
2011	Q 3,638,695.37	Q 1,800,043.80	Q 560,823.83	Q 1,751,161.50	Q 39,354.67	Q 629,674.80	Q 19,281.36	Q 15,741.87
2012	Q 54,885.90	Q 73,181.20	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q 365,906.00
Totales	Q 40,556,359.50	Q 31,772,568.95	Q 2,240,772.20	Q 9,630,003.14	Q 2,244,780.23	Q 2,353,016.57	Q 928,873.49	Q 3,024,334.86

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

En la tabla puede observarse el detalle por empresas y por año de las multas impuestas a los diferentes agentes del sector, por incumplimientos relacionados con la calidad del servicio.

De 2007 a la fecha se han resuelto aproximadamente Q 60 Millones, por concepto de Multas por diversos incumplimientos a la normativa de calidad del servicio. El monto acumulado de multas por temas de calidad desde el año 2000 es superior a los Q 93 Millones.

[12] Actualizado al 19 de abril de 2012. Sujeto a resolución de procesos judiciales.

8. Consideraciones Finales

La CNEE ha realizado un importante esfuerzo, a fin de presentar la información contenida en el presente Compendio Estadístico, el cuál se considera será de mucha utilidad para realizar el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios y adjudicatarios de los servicios de Distribución y Transporte.

En cumplimiento a la normativa, la información regulatoria proviene de las propias empresas reguladas, por lo anterior es indispensable la realización de actividades de verificación y contraste de la información regulatoria remitida a CNEE, como es el caso del desarrollo de modelos de cálculo de indicadores realizado por la Comisión, para contrastar los resultados que remiten las empresas, o la verificación de los sistemas informáticos utilizados por las mismas a efecto de validar la información remitida. La distorsión u ocultamiento de la información, es considerada en la normativa vigente como una falta grave, y debe ser sancionada como tal. Al respecto la CNEE continuará realizando diversas actividades y establecerá nuevos medios de control, a fin de velar por el cumplimiento normativo por parte de las empresas reguladas. La información contenida en el presente documento está sujeta a los resultados de las actividades de contraste o verificación, en el caso de distribución dichas actividades pueden realizarse con la información regulatoria de hasta 5 años anteriores.

El análisis de la información remitida, da a conocer aspectos relacionados con la prestación de los servicios que han mejorado a través del tiempo, así como otros que necesitan atención por parte de las empresas reguladas. Las normas de Calidad fueron establecidas hace 13 años, y la CNEE ha efectuado esfuerzos importantes, a fin de velar por el cumplimiento de las obligaciones de los agentes, sin embargo a la fecha existe una gran cantidad de procesos sancionatorios o indemnizatorios en procesos legales, que tardan varios años en resolverse.

El compendio estadístico incluye algunas actividades efectuadas por la CNEE, que tienen como objetivo fiscalizar el cumplimiento normativo e identificar las causas de dichos incumplimientos. El análisis de dichas causas dará lugar a establecer las acciones correctivas a efectuar por parte de las concesionarias, a fin de mejorar la calidad del servicio prestado, considerando los principios fundamentales de la normativa eléctrica aplicada en Guatemala, en los cuáles las empresas deben ser eficientes en la explotación de sus redes, atendiendo a los usuarios con la calidad establecida en la normativa y reconocida en la remuneración vía tarifa de las empresas.

La evolución tecnológica presenta diversas alternativas en aspectos relacionados con el control de la calidad y la prestación de los servicios, que ameritan una revisión normativa. Al respecto se observa la necesidad de realizar el análisis de establecer planes piloto de “Smart Grids”, que sean utilizados para gestionar desde el control de los parámetros de calidad en las Redes, hasta la gestión de la demanda de los usuarios incentivando eficiencia en el consumo de la energía. Asimismo actualizar la normativa en lo referente al cumplimiento por región de los indicadores, incentivando mejorías en sectores que actualmente se observan con deficiencias. Por otro lado, se identifica la necesidad de realizar el análisis de lo relacionado con cargas que son susceptibles a pequeñas fallas de suministro (micro-cortes), a efectos de identificar acciones que minimicen las mismas en los circuitos con usuarios susceptibles a las mismas. Todo lo anterior bajo la congruencia del Marco Regulatorio vigente, y la relación Tarifas-Calidad de Servicio.

9. 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
Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia	SEGEPLAN
Porcentaje de reclamos	R%
Empresas Eléctricas Municipales	EEMs
Empresa Municipal Rural de Electricidad	EMRE
Empresa Hidroeléctrica Municipal	EHM
Kilo Voltio Amperio	KVA
Transformador de Corriente	CT
Transformador de Potencial	PT
Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica	NTDOST
Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución	NTDOID
Tensión Nominal	Vn
Valor Eficaz (RMS) de Tensión	Vk
Porcentaje de Desbalance de Corriente	ΔDIP
Máxima Desviación de Corriente	Imp