

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
República de Guatemala

CNEE



Memoria de Labores **2017-2018**

Guatemala, mayo 2018



Memoria de Labores
2017-2018



Comisión Nacional
de Energía Eléctrica



Índice

1 Carta al lector	7
2 La Comisión Nacional de Energía Eléctrica	9
2.1 Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica	9
3 Vigilancia y Monitoreo del Mercado Eléctrico Nacional	17
3.1 Desarrollo y seguimiento de indicadores de mercado	17
3.2 Monitoreo de costos variables de generación	21
3.3 Solución de discrepancias en la proyección de demanda declarada	22
3.4 Análisis y observaciones a la programación de largo plazo	22
3.5 Modificaciones normativas	23
3.6 Procesos de investigación y sancionatorios	23
3.7 Desconexiones entre el sistema nacional interconectado y el sistema eléctrico regional	24
Resumen de las desconexiones	24
3.8 Implementación de nuevas herramientas (business intelligence) y publicaciones	25
3.9 Revisión a temas regionales	26
3.10 Pronunciamientos regionales	27
3.11 Actividades normativas	27
3.11.1 Autorizaciones Estudios Eléctricos relacionados con la Normativa NTAUCT y NEAST	27
3.11.2 Proyectos de Generación Distribuida Renovable –GDR–	29
3.11.3 Implementación de la Norma Técnica de Conexión	30
3.12 Licitaciones abiertas y norma técnica de conexión	31
3.12.1 Centrales Nuevas que entraron en operación en 2017, resultado de las Licitaciones PEG-1-2010, PEG-2-2012 y PEG-3-2013	31
3.12.2 Licitación Abierta de Corto Plazo 1-2017	32
3.12.3 Emisión de Términos de Referencia para Licitación Abierta para contratación de potencia para las Distribuidoras	32
3.12.4 Licitación Abierta 1-2018 y Licitación Abierta Energuate 1-2018	32

4	Formulación Tarifaria	37
4.1	Proceso de Revisión Tarifaria de las Distribuidoras EEGSA, DEORSA, DEOCSA, EEMZA y EEMREU	37
4.2	Peajes de Transmisión - Valorización y cálculo de Peajes de nuevas instalaciones de transmisión	38
4.3	Cálculo de Ajustes Tarifarios	39
4.3.1	Resolución CNEE-77-2017, Determinación de las Fuentes Energéticas para el Abastecimiento de la Tarifa Social	40
5	Atención al usuario y fiscalización de la calidad del servicio de electricidad.....	43
5.1	Fiscalización del proceso de la precisión de la medición del consumo de energía eléctrica	44
5.2	Fiscalización de indemnizaciones acreditadas a los usuarios	45
5.3	Supervisión de agencias comerciales	46
5.4	Inspecciones de campo	47
5.5	Encuesta de calidad para medir la percepción del usuario del servicio de distribución final	48
5.6	Fiscalización de la norma de seguridad de presas	48
5.7	Correcciones de hallazgos de incumplimientos NTDOID	51
5.8	Fiscalización de cumplimiento del artículo 34 de NTDOID por medio de la fiscalización de planes de mantenimiento de distribución	52
5.9	Cantidad de fiscalizaciones por departamento	53
5.10	Fiscalización del cumplimiento de la norma NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos al sistema de transporte	54
5.11	Indicadores de calidad	54
5.12	Calidad del servicio de transmisión.....	55
5.12.1	Producto Técnico	55
5.12.2	Regulación de Tensión	55
5.12.3	Desbalance de Corriente	57
5.12.4	Factor de Potencia.....	59
5.12.5	Servicio Técnico	60
5.12.6	Indisponibilidades Forzadas	62
5.12.7	Indisponibilidades Programadas	63
5.13	Calidad del Servicio de Distribución	64
5.13.1	Calidad del Producto Técnico	64

5.13.2	Regulación de Tensión	64
5.13.3	Indicadores Individuales.....	64
5.13.4	Mejora de Calidad de Producto Técnico	66
5.13.5	Indicadores Globales	66
5.13.6	Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos	67
5.13.7	Investigaciones de oficio CNEE	68
5.13.8	Usuarios beneficiados por corrección de mala calidad de voltaje.....	69
5.13.9	Calidad del Servicio Técnico	70
5.13.10	Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)	70
5.13.11	Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)	71
5.13.12	Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor	72
5.13.13	Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)	72
5.13.14	Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)	72
5.13.15	Fallas de Larga Duración	72
5.13.16	Causas de interrupciones que invocaron Fuerza Mayor ...	74

6 Asuntos Jurídicos 79

6.1	Gestión de expedientes administrativos.....	79
6.2	Gestión de expedientes judiciales	81
6.3	Gestión de Amparos.....	81
6.4	Inconstitucionalidades	82
6.5	Procesos Económico Coactivos	83
6.6	Otros Procesos	84
6.7	Acciones de apoyo a la Fiscalía Especial para Atender Casos sobre Delitos cometidos por Hurto de Energía Eléctrica.....	84

7 Fortalecimiento Institucional y Asuntos Administrativos ... 88

7.1	Actualización de la estructura organizacional de la CNEE	88
7.2	Gestión de Recursos Humanos	89
7.3	Gestión de Compras	90
7.4	Unidad de Información Pública	91
7.5	Gestión Presupuestaria y Financiera	91
7.6	Operación del Sistema Informático	92

Álbum Fotográfico 93



1 Carta al lector

Estimado Lector

Como parte de la transparencia institucional, tenemos el agrado de compartir con usted la presente Memoria de Labores del periodo comprendido de mayo 2017 a abril 2018, la cual contiene una breve reseña de los aspectos más importantes de las actividades y resultados institucionales del primer año de gestión del Directorio 2017-2022 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Una de las primeras acciones del actual Directorio fue determinar los procesos activos de la institución para dar el seguimiento y atención que corresponde, posteriormente se procedió a revisar la estructura organizacional encontrada con el objeto de fortalecer y actualizar las capacidades de la Comisión para mejorar la eficiencia y afrontar los nuevos retos que se presentan de acuerdo al mandato que se establece en la Ley General de Electricidad, derivado de lo cual establece el nuevo organigrama que se incluye en la presente memoria en capítulo relacionado con el fortalecimiento institucional. De igual forma derivado de una revisión a la situación financiera y presupuesto de la Comisión se establecieron políticas de eficiencia y transparencia en el gasto.

En lo relacionado con la función de vigilancia y Monitoreo del Mercado Mayorista del Mercado Eléctrico Nacional cabe resaltar el rol de la Comisión en la supervisión del Mercado Eléctrico Nacional, a través de mecanismos directos y por medio del establecimiento y análisis de un grupo relevante de indicadores, que permiten a la CNEE determinar desviaciones o comportamientos inusuales en la operación del Mercado Eléctrico Nacional. Es importante resaltar que también forma parte del monitoreo lo referente a las Transacciones Internacionales de Guatemala, considerando que

las importaciones y exportaciones que se realizan en el Mercado Eléctrico Regional con el Mercado Eléctrico Mexicano constituyen oportunidades para las inversiones en Guatemala, dado el incremento de la cantidad de transacciones que se realizan, que han tenido como consecuencia el aumento de la competitividad en el subsector eléctrico.

En el tema tarifario, en lo concerniente a los procesos de determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) para las Empresas de Distribución Final, legalmente autorizadas en Guatemala, aún en desarrollo, se resalta como una muestra de transparencia, la última audiencia pública en la cual se presentó lo más relevante de los estudios del VAD realizados por la Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima. Dentro de los temas tarifarios, también cabe resaltar la aprobación del Informe de Costos Mayoristas emitido por el Administrador del Mercado Mayorista, con la proyección de costos de producción de electricidad y las tarifas base para todas las distribuidoras, para el Año Estacional para el periodo comprendido de mayo 2018 - abril 2019.

Otro de los aspectos más importantes dentro de las competencias de la Comisión lo constituye el apoyo que se brinda a los usuarios en la defensa de sus derechos referente al servicio de energía eléctrica, dándole oportuno seguimiento a la gestión de reclamos y quejas y atendiendo y gestionando las denuncias que se presenten. Derivado de lo anterior, en estricto cumplimiento del marco legal vigente y normativo relacionado se han resuelto importantes procesos sancionatorios a los infractores e indemnizaciones a los usuarios afectados por un mal servicio.



Dentro de las actividades relevantes de interés nacional cabe mencionar el apoyo que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica brindó al Tribunal Supremo Electoral para coordinar las acciones necesarias para garantizar y atender las contingencias en el servicio de energía eléctrica en la consulta popular sobre el caso de Belice recientemente realizada, lo cual con la oportuna cooperación y coordinación del Subsector Eléctrico de Guatemala permitió que la misma se realizará sin mayores problemas en el tema eléctrico.

Finalmente, se considera de vital importancia el apoyo técnico al Ministerio de Energía y Minas que brinda la Comisión para la elaboración de los Planes de Expansión del Sistema de Generación y de Transporte 2018-2032, que fueron publicados en enero de 2018, con el objeto que se cumpla la política energética con visión de largo plazo que Guatemala ha implementado.



2 La Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La Ley General de Electricidad fue emitida en 1996 (Decreto 93-96) del Congreso de la República, en el artículo 4° de dicha ley se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones, presupuesto propio y fondos privados.

El Reglamento Interno de la Comisión, contenido en el Acuerdo Ministerial Número 161-2011 del Ministerio de Energía y Minas, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica goza de independencia funcional, lo cual incluye la potestad que tiene el Directorio para la toma de decisiones administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras, presupuestales y de cualquier otro tipo, que sean necesarias para el eficiente cumplimiento de sus funciones.

2.1 Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

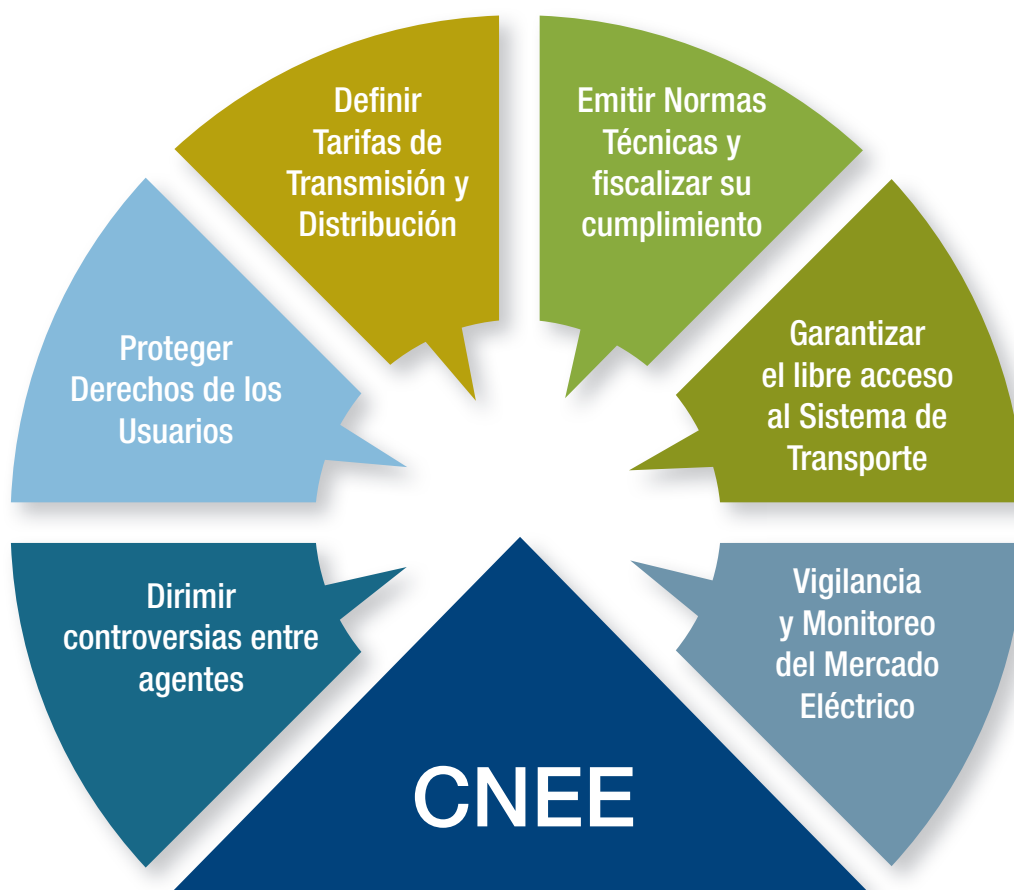


Ilustración 1: Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica desde el 28 de mayo de 2017



De izquierda a derecha

Ingeniero Julio Campos (Director)

Ingeniero Minor López (Presidente)

Ingeniero Miguel Santizo (Director)

Directores, Equipo Gerencial y Secretaria General



Sentido agujas del reloj

Licenciado David Herrera (Gerente Jurídico)

Licenciado Nestor Herrera (Gerente de Tarifas)

Licenciada Ingrid Martínez (Secretaria General)

Ingeniero Minor López (Presidente)

Ingeniero Miguel Santizo (Director)

Ingeniero Sergio Velásquez (Gerente Administrativo)

Ingeniero Rafael Argueta (Gerente de Fiscalización y Normas)

Ingeniero Fernando Moscoso (Gerente de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos)

Equipo Gerencial y Secretaria General



De izquierda a derecha

Licenciado Nestor Herrera (Gerente de Tarifas)

Licenciado David Herrera (Gerente Jurídico)

Licenciada Ingrid Martínez (Secretaria General)

Ingeniero Rafael Argueta (Gerente de Fiscalización y Normas)

Ingeniero Sergio Velásquez (Gerente Administrativo)

Ingeniero Fernando Moscoso (Gerente de Planificación y
Vigilancia de Mercados Eléctricos)

Jefes de Departamento y Encargados de Unidad




En el sentido de las agujas del reloj (sentadas):

Licenciada María Lucrecia Fernandez (Jefa Departamento RRHH)
Licenciada Michelle Ramírez (Jefa Departamento Jurídico de Tarifas y Mercados)
Licenciada Sylva Lone (Jefa del Departamento de Compras y Contrataciones)
Licenciada Sheyla Sandoval (Jefa del Departamento de Fiscalización y Asuntos Judiciales)
Licenciada Cristina Góngora (Encargada de la Unidad de Auditoría Interna)
Licenciada Ana Gabriela López (Jefa del Departamento de Estudios Tarifarios)

En el sentido de las agujas del reloj (parados):

Ingeniero Oscar Aldana (Jefe del Departamento de Planificación Energética y Estudios Eléctricos)
Ingeniero Marlón Girón (Analista Profesional Departamento de Informática y Estadísticas Regulatorias)
Ingeniero Marvin Barreto (Jefe del Departamento de Ajustes Tarifarios)
Ingeniero Josué Ramírez (Encargado de Unidad de Vigilancia de Mercados Regionales).
Licenciado Saúl Valdés (Jefe de Unidad Jurídica de Asuntos Administrativos y Laborales)
Ingeniero Mauricio Saquilmer (Jefe del Departamento de Fiscalización y Auditoría a Instalaciones Eléctricas)
Ingeniero Oscar Arriaga (Jefe del Departamento de Normas y Seguridad de Presas)
Ingeniero Jorge Rivera (Jefe del Departamento de Informática y Estadísticas Regulatorias)
Licenciado Edi Velez (Jefe del Departamento de Administración y Planificación Financiera)
Ingeniero Jorge Ivan Avila (Jefe del Departamento de Fiscalización de la Calidad del Producto y Servicio)





Vigilancia y Monitoreo del Mercado Eléctrico Nacional y Regional

Equipo de la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos



Ingeniero Fernando Moscoso
Licenciada Alejandra Ruiz
Ingeniera Elsa Pineda
Devora Monzón
Ingeniero Josué Ramírez
Rodrigo Ovando

Ingeniero Brandon Mérida
Ingeniero Oscar Aldana
Ingeniero Gustavo Ruano
Ingeniero German Juárez
Ingeniero Arnoldo Arroyo
Ingeniero Jonnathan Ramírez

3 Vigilancia y Monitoreo del Mercado Eléctrico Nacional

De conformidad con lo indicado en el artículo 11 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE– velar por el cumplimiento de las obligaciones de los participantes, ejerciendo la vigilancia del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista, determinando incumplimientos, así como necesidades de cambios en la estructura o reglas del Mercado Mayorista.

3.1 Desarrollo y seguimiento de indicadores de mercado

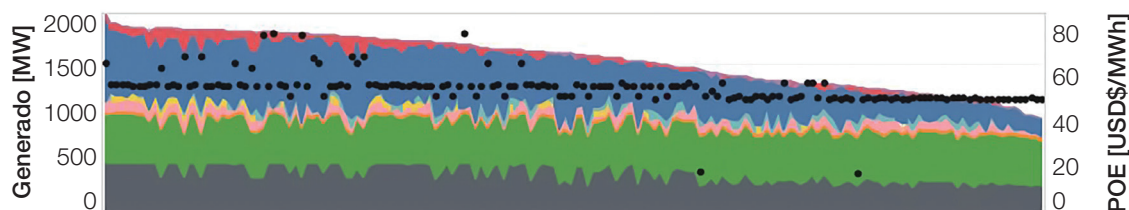
En cumplimiento a su función de vigilancia del Mercado Mayorista, la CNEE desarrolla indicadores

técnicos y económicos que le permiten monitorear el Mercado Mayorista, y en función de ello identificar comportamientos inusuales, los cuales pueden derivar en un procedimiento de investigación.

La evolución de los indicadores se publica y pone a disposición de los Participantes del Mercado Mayorista y del público en general de manera periódica a través del MONITOR SEMANAL DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL el cual reúne indicadores para una semana típica de Mercado los cuales se presentan a continuación en las Gráficas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8.

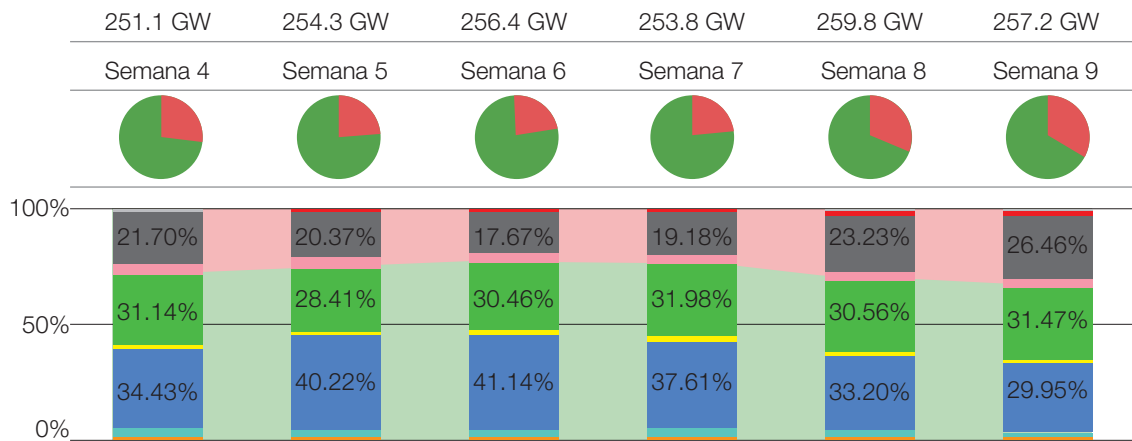
Gráfica 1. Indicadores técnicos y económicos para monitoreo del Mercado Mayorista

Curva de duración de la carga



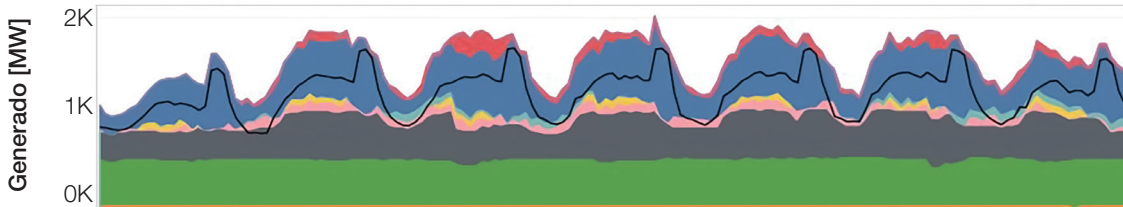
Este indicador muestra la participación por tipo de combustible ordenada de forma horaria de la máxima demanda a la mínima relacionando el POE de manera horaria.

Gráfica 2. Matriz de generación histórica



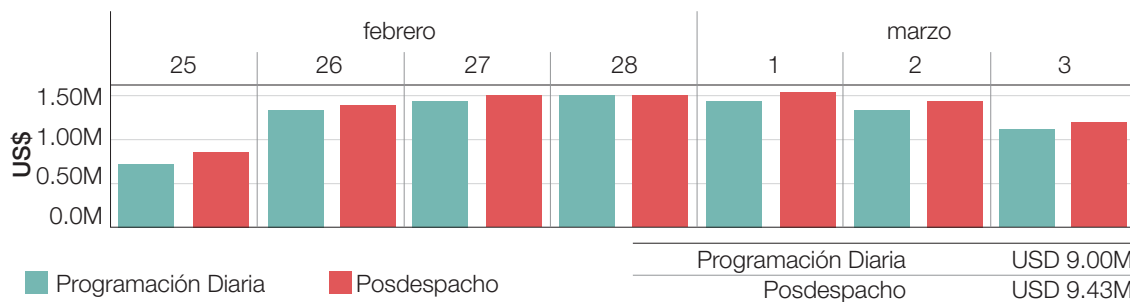
Este indicador muestra la participación por combustible de la composición del parque generador que suministró la demanda para cada semana tomando en cuenta las últimas 6 semanas separándola por tipo de recurso (Renovable/No renovable).

Gráfica 3. Curva horaria de la generación por recurso



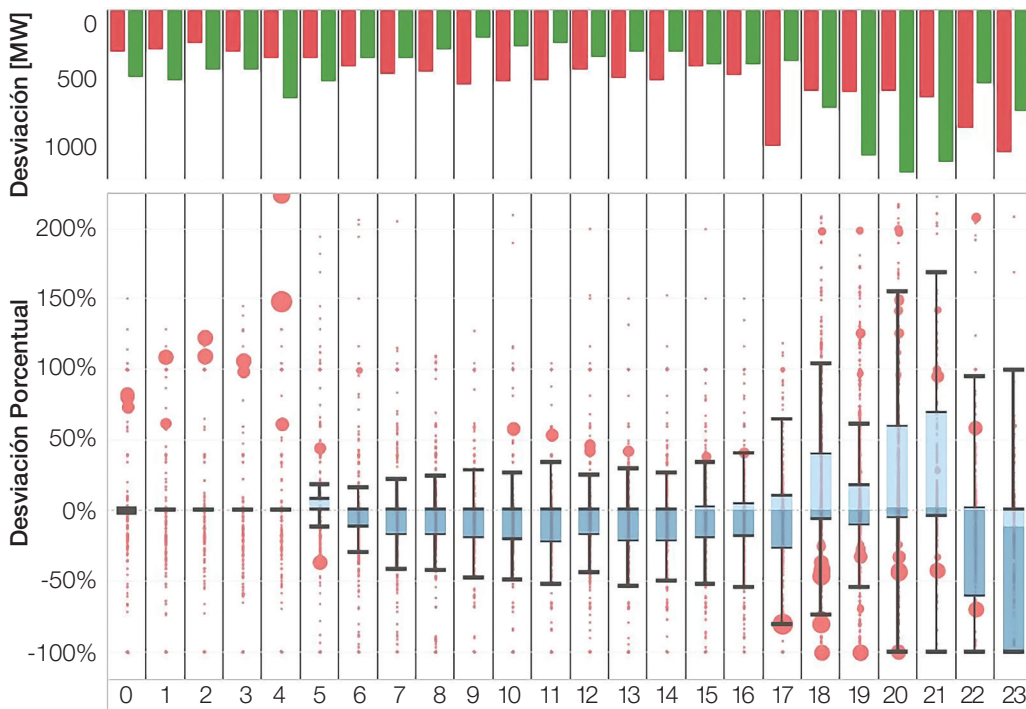
Este indicador muestra la participación por combustible para el abastecimiento de la demanda del sistema ordenado de forma cronológica y señala la demanda nacional en una línea negra.

Gráfica 4. Estimación del costo total de la operación



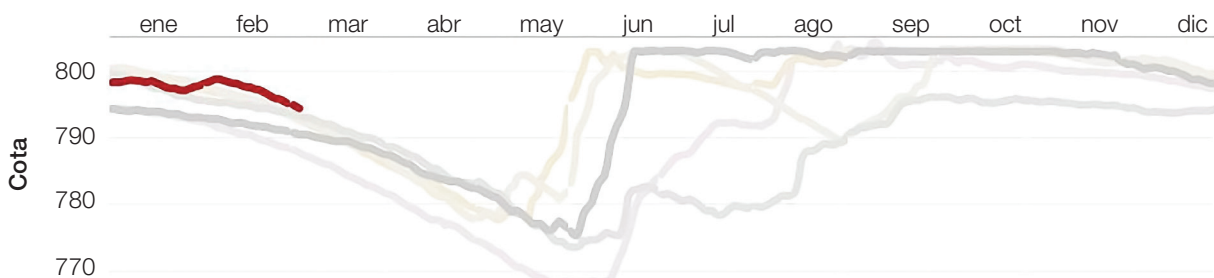
Este indicador estima el *costo total de la operación* de conformidad con lo establecido en el artículo 43 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Gráfica 5. Desviación entre generación vs programación del parque hidráulico



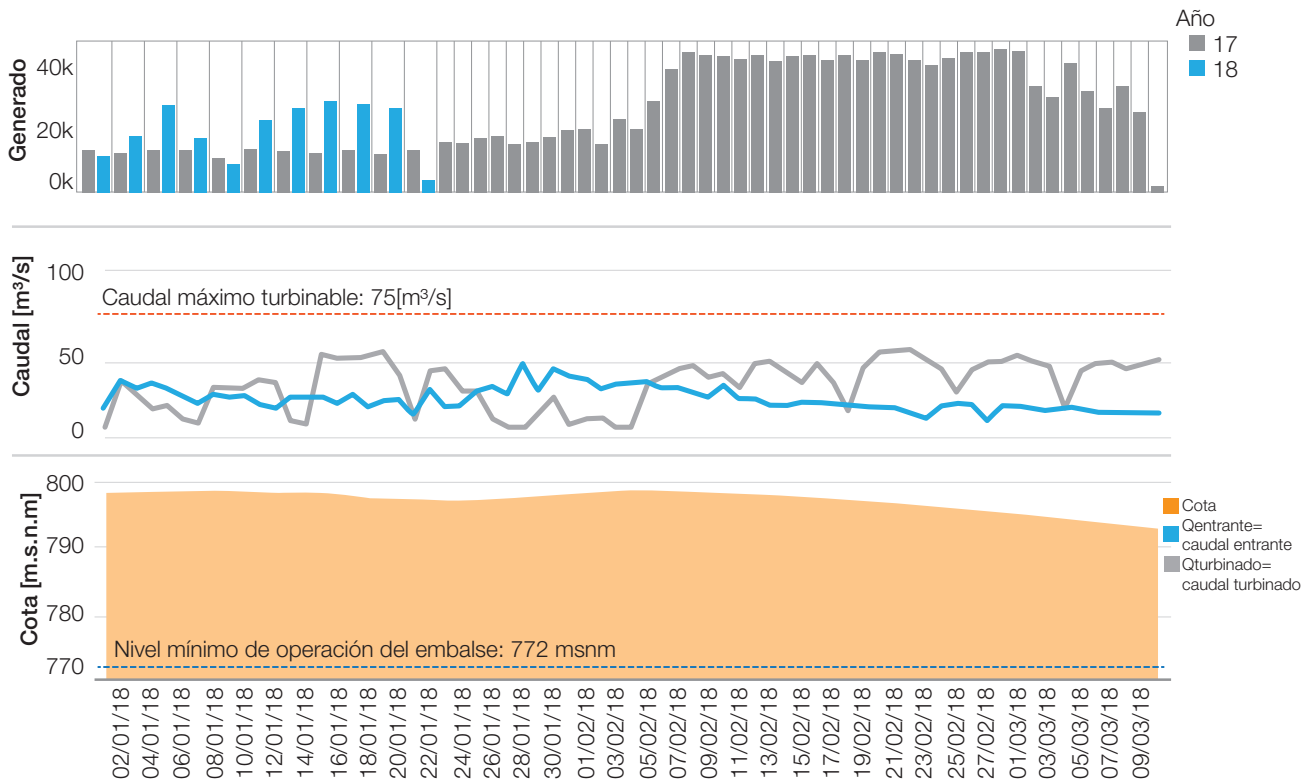
Este indicador demuestra el comportamiento del parque generador hidroeléctrico en su conjunto, graficando las desviaciones de potencia horarias de forma individual (generación real versus potencia programada de cada central hidroeléctrica) y estas desviaciones individuales se totalizan en barras, de tal forma se puede observar si existen horas en las que el parque generador se desvía de lo programado por el Administrador del Mercado Mayorista.

Gráfica 6. Cotas embalse de la central hidroeléctrica Chixoy



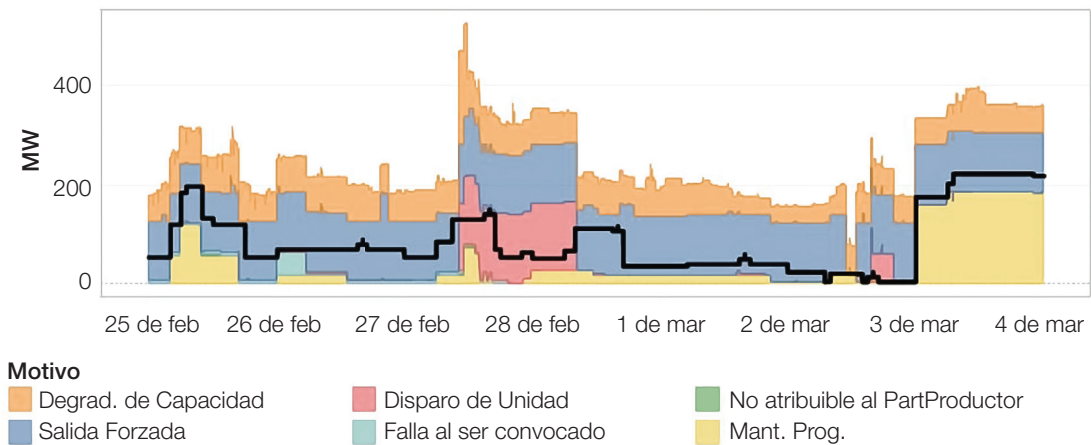
Este indicador muestra la cota en m.s.n.m del embalse de la central hidroeléctrica Chixoy, que es una central que tiene impacto en los precios de oportunidad del mercado mayorista en el corto, mediano y largo plazo, al tratarse de una central de regulación anual.

Gráfica 7. Generación Chixoy



Este indicador compara la generación real de la central hidroeléctrica Chixoy de forma semanal con la generación de la misma semana del año anterior. Además compara el caudal entrante y turbinado, así como el máximo caudal turbinable, para evaluar el comportamiento del nivel del embalse.

Gráfica 8. Potencia indisponible por recurso



Este indicador muestra la potencia indisponible identificando el motivo de la indisponibilidad; y en una línea negra continua muestra la potencia indisponible programada por mantenimiento.

3.2 Monitoreo de costos variables de generación

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión debe auditar los costos variables de los generadores. El Costo Variable de Generación promedio de todas las unidades bunker del Sistema Nacional Interconectado -SNI- se mantuvo dentro del rango 80 a 100 USD/MWh para la semana 18 a la 44 del año 2017; a partir de

la semana 45 del 2017 a la semana 9 del 2018, se presentó un incremento que superó los 100 USD/MWh. La tendencia de dichos costos variables sigue la tendencia del precio del combustible correspondiente, que desde el mes de septiembre 2017 ha presentado una tendencia al alza (según datos del EIA, *Short Term Energy Outlook*).

Ampliación Subestación Panaluya

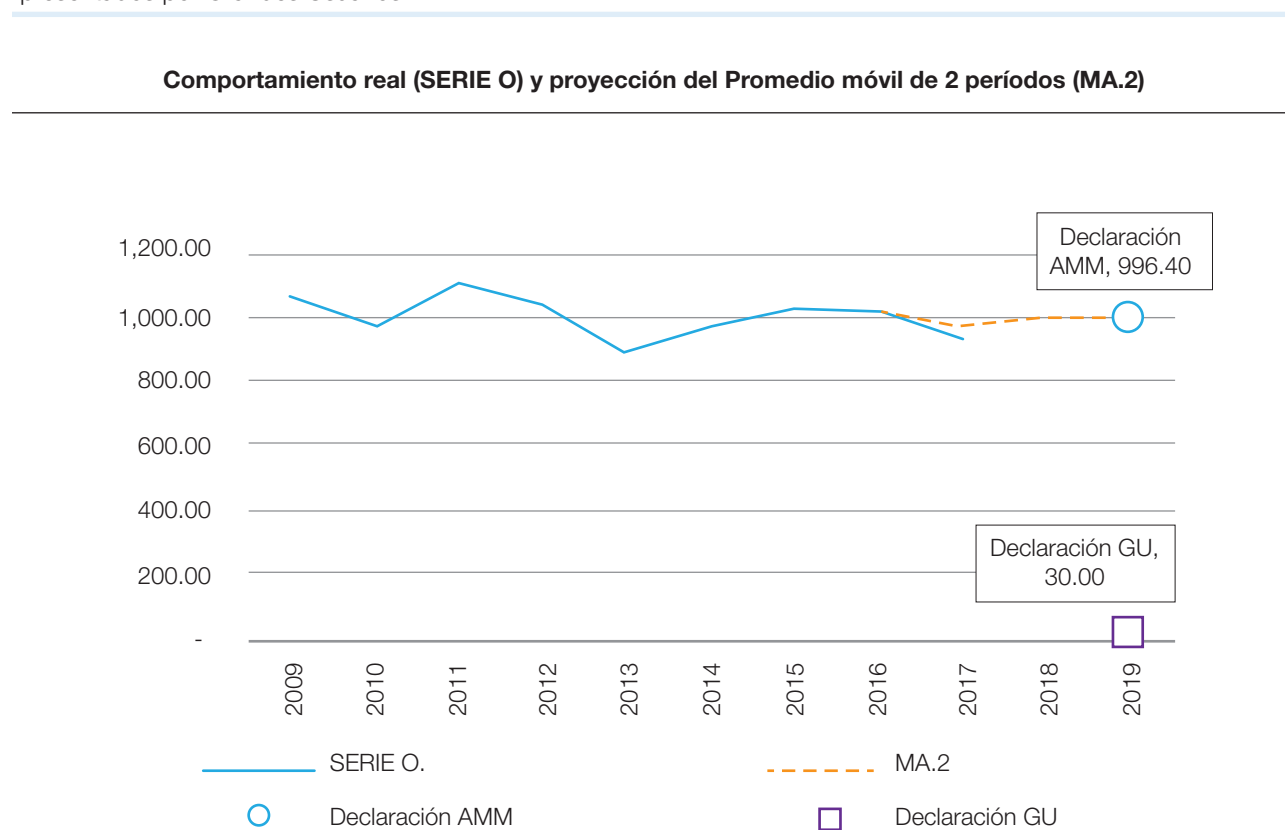


3.3 Solución de discrepancias en la proyección de demanda declarada

En cumplimiento a lo establecido en el artículo 10 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y en el numeral 2.6.4 de la Norma de Coordinación Comercial No. 2 sobre el procedimiento de verificación de la proyección de demanda para el año estacional 2018-2019, se resolvieron las discrepancias entre las proyecciones de demanda realizadas por el Administrador del Mercado Mayorista y las declaraciones de demanda presentadas por los Participantes Consumidores.

El proceso seguido por la Comisión para dicha resolución se basa en el análisis econométrico, estadístico y criterios de verificación establecidos en la normativa del subsector, aplicando los modelos de proyección que mejor se ajustan a cada caso y considerando la información aportada por las partes. Para el presente período se utilizaron 10 modelos econométricos. A continuación en la Ilustración 4, se muestra un ejemplo del análisis con el cual la CNEE resolvió un caso:

Gráfica 9. Análisis para resolución de discrepancias entre valores de demanda proyectados por el AMM y valores presentados por Grandes Usuarios



Fuente: Elaborado por CNEE con datos propios.

3.4 Análisis y observaciones a la programación de largo plazo

De acuerdo con lo establecido en el artículo 52 del RAMM, la CNEE puede realizar observaciones a los resultados preliminares a la Programación de Largo Plazo que emita el AMM.

La CNEE procedió a verificar el cumplimiento de lo establecido en los artículos 53 a 55 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), y numerales 1.2 y Anexo A1.2.4 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1).

3.5 Modificaciones normativas

Para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 13, inciso j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) durante el año 2017 y 2018, la Comisión ha dado seguimiento y analizado las propuestas de modificación de Normas de Coordinación que han sido elevadas por el AMM, teniendo algunas de estas en proceso de análisis actualmente.

Entre los temas a los que se refieren las modificaciones normativas se encuentran:

- a) Modificaciones a la NCC-01 (coordinación del despacho de carga), en cuanto a plazos de entrega de información y causales de redespacho.
- b) Modificaciones a la NCC-02 (oferta y demanda firme) en los aspectos que se refieren a la proyección de la demanda máxima de las Distribuidoras, Grandes Usuarios y Exportadores, a ser utilizada para el cálculo de la Demanda Firme.
- c) Modificaciones a la NCC-10 (exportación e importación de energía eléctrica), en lo referente a definiciones, plazos de presentación de ofertas ante el AMM y trato de las desviaciones.

d) Modificaciones a la NCC-13 (mercado a término), en los aspectos que se refieren a plazos para actualización de información, consideraciones del contrato de energía generada, verificación y validación de planillas de contrato por el AMM.

e) Asimismo, se analizó la aplicación del cálculo del cargo por el saldo del precio de potencia y a través de la resolución CNEE-267-2017 se modificó la resolución CNEE-140-2007 para que dicha metodología se aplique conforme lo dispuesto en el artículo 50 Bis del RAMM.

3.6 Procesos de investigación y sancionatorios

De acuerdo con lo establecido en los artículos 10, 13, 66 y 85 del RAMM la CNEE ha iniciado diferentes procesos para resolver conforme lo establece la regulación. Es por ello que entre las tareas que esta Comisión debe realizar está la de investigar las quejas, denuncias o reclamos de los Participantes del Mercado Mayorista, así como iniciar investigaciones de oficio que se deriven de las acciones de verificación que realice.

Como resultado de esta tarea, se ha emitido opinión técnica en 56 casos, los cuales se dividen como muestra la tabla 1.

Tabla 1. Resumen de casos

Tema de Expedientes Resueltos (mayo 2017 a marzo 2018)	Número de casos
Solución de Discrepancias entre proyecciones de demanda	11
Solicitudes varias a la CNEE	5
Falta de cubrimiento de la Demanda Firme	3
Solicitud para ser reconocido como integrante	3
Reclamos ITE en general	2
Reclamos ITE Aplicación de la metodología para el cálculo del cargo por saldo del precio de potencia	21
Proceso de aprobación de modificación de normas	3
Costos Variables de Generación	1
Procesos de investigación iniciados como resultado de denuncias interpuestas	1
Procesos de investigación iniciados como resultado de las actividades de monitoreo y vigilancia del Mercado Mayorista	1
Consulta pública	1
Solicitud de información por parte de la CRIE	1
Reclamo programación diaria	1
Implementación de un Esquema de Control Suplementario	1
Monitoreo y requerimientos de información derivados de los acontecimientos en el SNI por los movimientos telúricos	1

3.7 Desconexiones entre el sistema nacional interconectado y el sistema eléctrico regional

Se inició un proceso de investigación sobre las desconexiones que se dieron entre el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y el Sistema Eléctrico Regional. En dichos procesos, se ha recabado información, se han realizado las consultas y se ha analizado los casos, con el fin de determinar las acciones que se deben tomar respecto a estas desconexiones.

Las desconexiones referidas se presentaron en las horas y fechas que se muestran en el resumen de las desconexiones; cabe mencionar que en los primeros meses del año 2018 no se han registrado desconexiones.

Resumen de las desconexiones

El EOR ha aislado el SNI del resto del SER desde octubre de 2016. Dicha acción la lleva a cabo el operador regional en los periodos en los que se importan más de 120 MW a través de la Interconexión Guatemala-México.

De dichas desconexiones se tienen los siguientes datos:

Horas de Desconexión
347 Horas

Días de Desconexión
42 Días

Energía no Exportada
74.05 GWh

Periodo de Desconexiones
09/10/2016 (primera desconexión)
Al
09/11/2017 (última desconexión)

3.8 Implementación de nuevas herramientas (business intelligence) y publicaciones

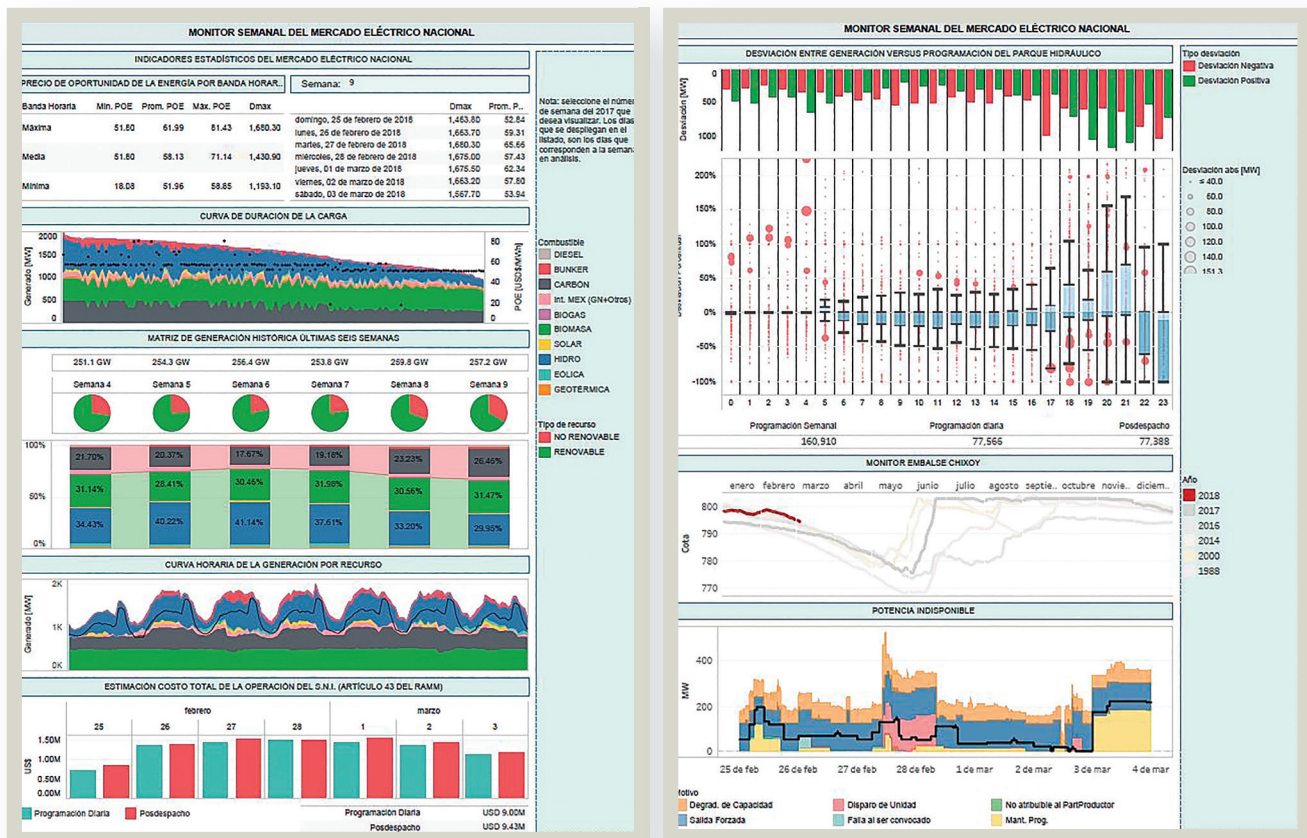
Dentro de los procesos de mejora continua la Comisión implementó la herramienta de *Business Intelligence Tableau*, software que permite realizar análisis de los datos de operación del Mercado Mayorista, y presentar la información a través

de indicadores interactivos, los cuales han sido publicados en el sitio *web* de la Comisión, para acceso a los Participantes del Mercado y al público en general. Ver Gráfica 10.

Gráfica 10. Indicadores técnicos y económicos para monitoreo del Mercado Mayorista elaborados con la herramienta Tableau.

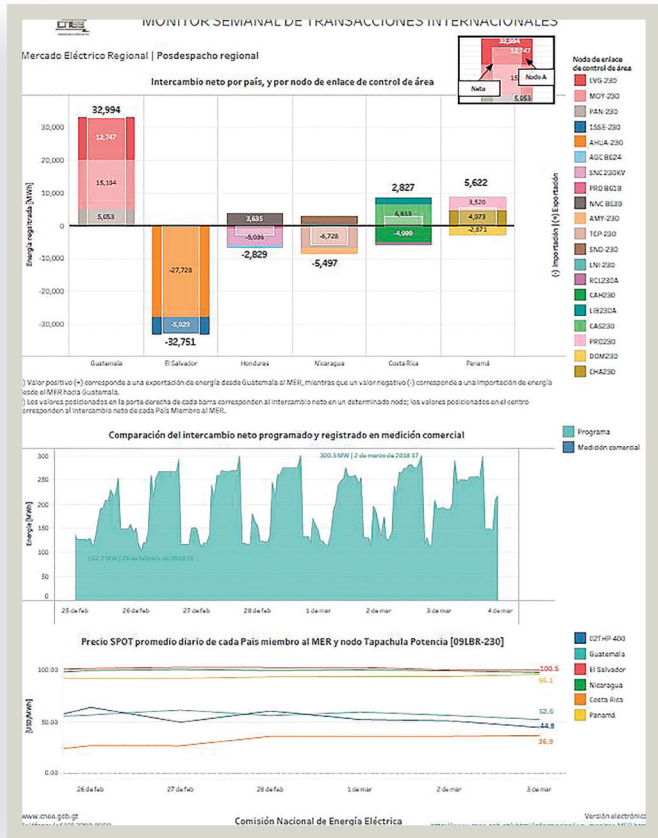
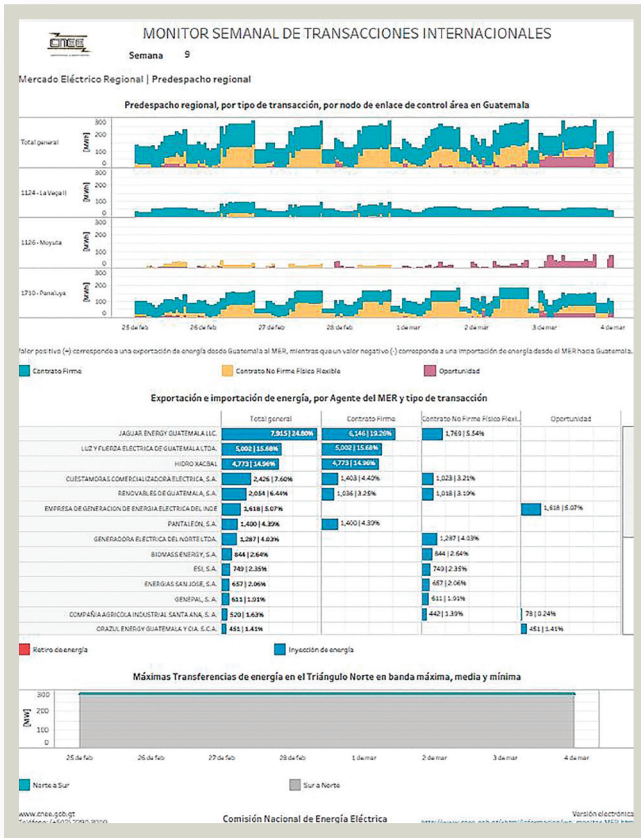
Monitor Semanal del Mercado Eléctrico Nacional

Disponible en: <https://public.tableau.com/profile/cnee#!/vizhome/ReporteSemanalMercadoNacional/CNEEPresentacin>



Monitor Semanal de Transacciones Internacionales

Disponible en: https://public.tableau.com/profile/cnee#/vizhome/ReporteSemanaldeTransaccionesInternacionalesCNEE_/CNEEPresentacin?publish=yes



Transacciones internacionales

3.9 Revisión a temas regionales

Con el objeto de promover la formación y armonización para que exista un crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en un trato recíproco y no discriminatorio regido por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, se ha sido partícipe para la revisión de diversos temas de carácter regional en conjunto con otras instituciones en la región centroamericana.

En ese sentido, esta Comisión participó y realizó observaciones en la definición anual de los presupuestos regionales siguientes:

1. Presupuesto Anual de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica 2018 (PACRIE). Resolución CRIE-47-2017 y CRIE-56-2018.
2. Presupuesto Anual del Ente Operador Regional 2018 (PAEOR). Resolución CRIE-72-2017.
3. Ingreso Anual Autorizado (IAR) y sus componentes. Resolución CRIE-66-2017.

Dentro del proceso de revisión del presupuesto anual de la CRIE, se sometió a consulta de los Participantes del Mercado Mayorista a través del AMM.

3.10 Pronunciamientos regionales

Velando por el desarrollo del Mercado Mayorista y su interacción con el Mercado Eléctrico Regional, se han emitido pronunciamientos sobre el funcionamiento y actuaciones de las

entidades regionales. Dichos pronunciamientos se encuentran en el portal de la Comisión y se refieren a los siguientes temas:



3.11 Actividades normativas

3.11.1 Autorizaciones Estudios Eléctricos relacionados con la Normativa NTAUCT y NEAST

El crecimiento económico requiere de un sector energético moderno y en constante transformación que impulse fuertemente el desarrollo pleno del país; por ello, el cumplimiento de las metas de crecimiento económico sólo será posible si la economía cuenta con un sector energético que funcione en condiciones de suficiencia, eficiencia y competitividad.

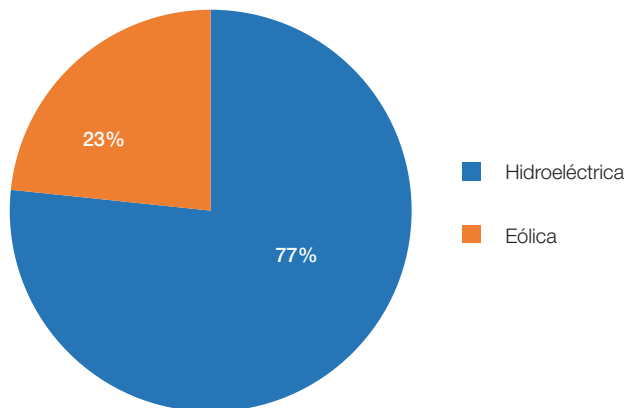
Un marco regulatorio sólido, claro y predecible es una condición necesaria para el desarrollo eficiente de las actividades reguladas y de las inversiones que esto conlleva. En este sentido, una manera de evaluar la solidez regulatoria, así como la evolución del sector y su interdependencia con el resto de la economía del país, es a través

del comportamiento que experimenta la emisión de resoluciones relacionadas al acceso y uso a la capacidad de transporte y ampliación a la capacidad de transporte, en cumplimiento de las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte-NTAUCT.

Durante el 2017, en la CNEE se gestionaron solicitudes de ampliación y acceso a la capacidad de transporte, de las cuales tres corresponden a proyectos de generación eléctrica con un total de 134.94 Megavatios de potencia instalada y nueve proyectos de ampliación de la red de transporte.

La Gráfica 11 muestra la generación autorizada por tecnología.

Gráfica 11. Generación autorizada por tecnología



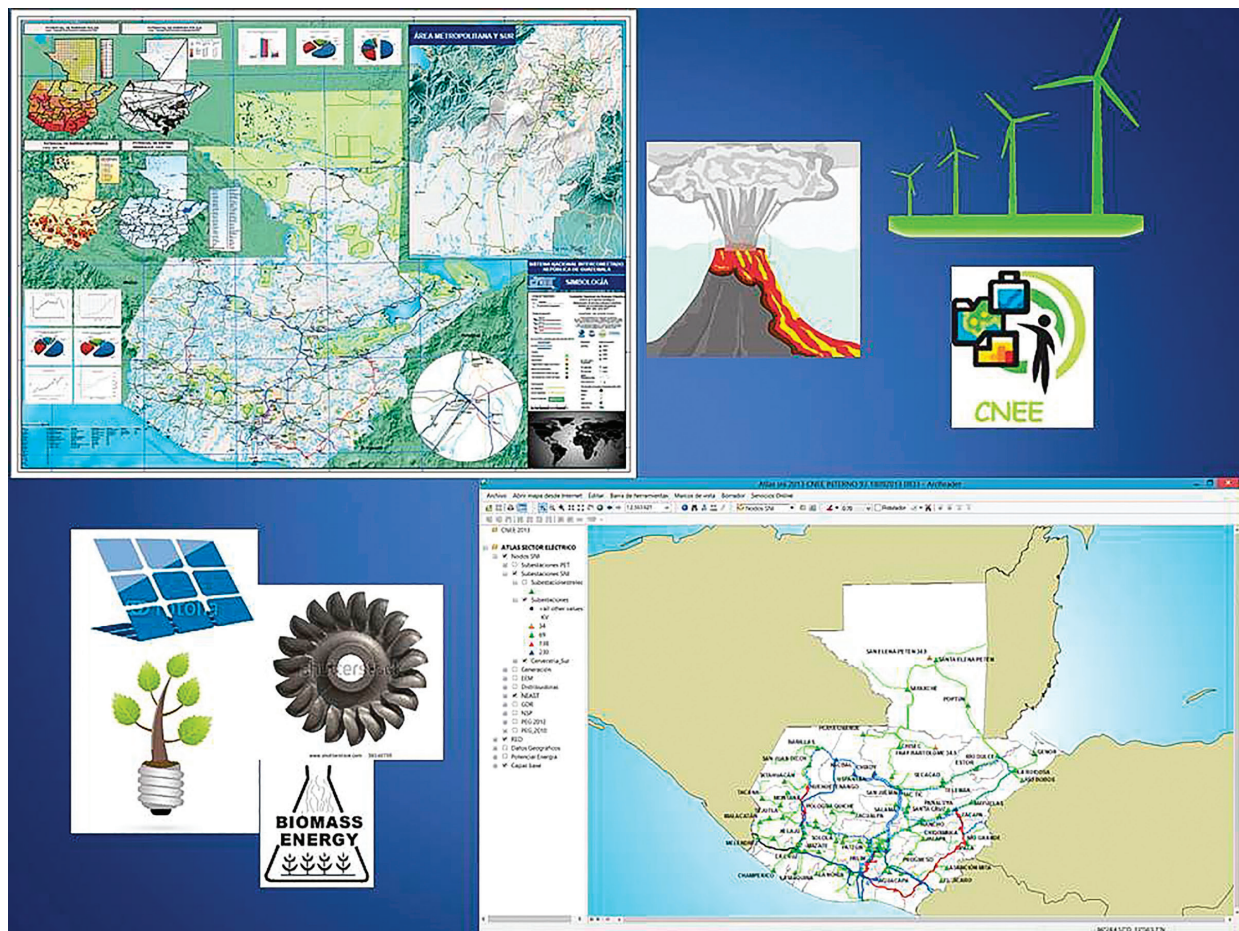
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprueba estudios eléctricos de acuerdo con lo establecido en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema

de Transporte -NEAST-. En lo correspondiente al período 2017 se gestionó dos solicitudes de aprobación de Estudios Eléctricos, entre ellas un proyecto eólico con una potencia total de 31.1 Megavatios.

Además, se distribuyó el Atlas del Sistema Nacional Interconectado de la República de Guatemala, en sus versiones impresa, digital e interactiva

Este proyecto permite el acceso a un conjunto de recursos y servicios relacionados con la información espacial, de los elementos que integran el sistema de transmisión, distribución, generación de energía eléctrica y grandes usuarios.

Ilustración 2. Atlas del Sistema Nacional Interconectado



Se publicó la primera versión del Visor Dinámico de Red del Sistema de Transmisión Eléctrica, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con el propósito de facilitar la visualización e interpretación de la información técnica relacionada con el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, realizó la importación georreferenciada de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de un Sistema de información Geográfico (SIG) a un Simulador de Redes Eléctricas para presentar la información de los flujos de potencia de casos típicos en forma georreferenciada, se pretende facilitar la interpretación de la conformación de la red del sistema de transmisión y el desempeño eléctrico de dicho sistema.

3.11.2 Proyectos de Generación Distribuida Renovable –GDR–

En el marco de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, desde el momento de su entrada en vigencia hasta la fecha, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha autorizado la conexión, de 80 proyectos de Generación Distribuida Renovable, al Sistema Nacional Interconectado a través de redes de distribución.

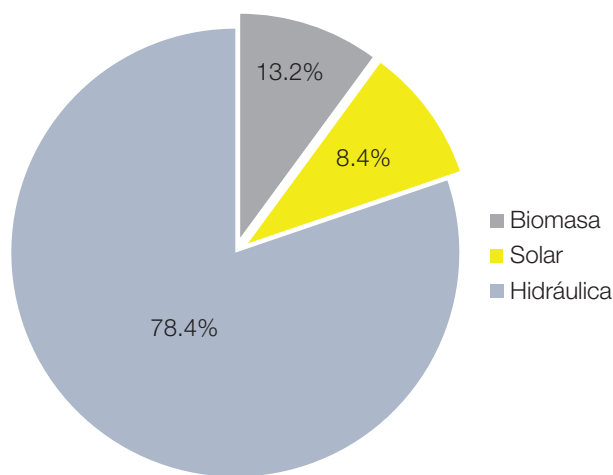
Estos proyectos están distribuidos a lo largo y ancho de la República y totalizan 151.18 MW de potencia al Sistema.

Potencia autorizada por tecnología. De los 80 proyectos de Generación Distribuida Renovable autorizados a la fecha, 63 corresponden a plantas de tecnología hidráulica que totalizan 118.562 MW, 10 proyectos corresponden a tecnología de biomasa y totalizan 19.918 MW y 7 proyectos corresponden a tecnología solar fotovoltaica y totaliza 12.7 MW.

Tabla 2. Potencia autorizada por tecnología

Tecnología	MW
Hidráulica	118.562
Biomasa	19.918
Solar	12.70

Gráfica 12. GDR's potencia autorizada por Tecnología



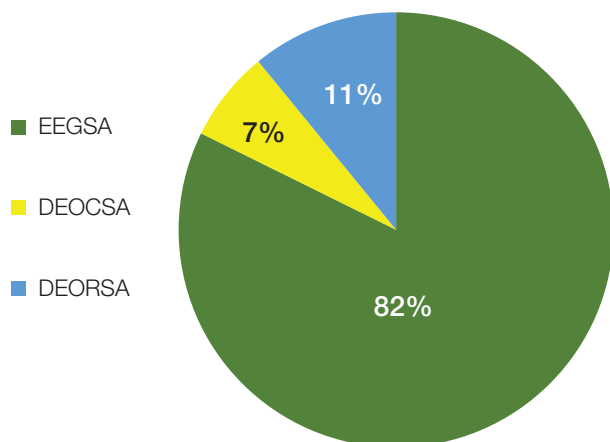
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha fiscalizado el fiel cumplimiento, de las distribuidoras y de los Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, -UAEE-, conforme lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y en la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (Resolución CNEE-227-2014). A la fecha las distribuidoras EEGSA, DEORSA y DEOCSA han reportado un total de 2,080 Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía -UAEE- conectados a las 3 distribuidoras y que representan un total de 13,483.94 kW de potencia instalada.

Tabla 3. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía –UAEE–

Distribuidora	UAEE	kW
EEGSA	1712	8718.28
DEOCSA	141	1731.28
DEORSA	227	3034.38
Total	2080	13483.94

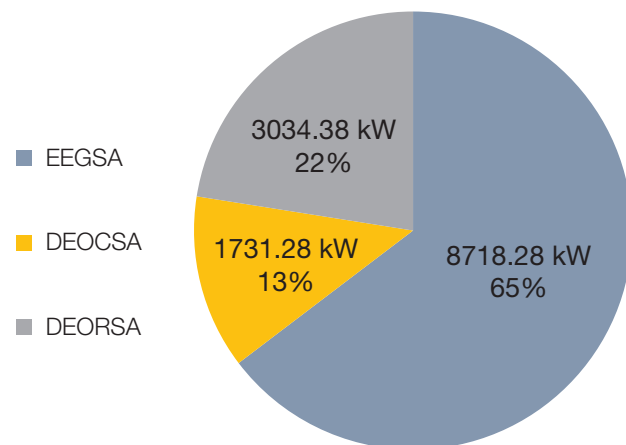
Gráfica porcentual de UAEE. Se observa que la distribuidora EEGSA tiene un total de 1,712 UAEE que representa 82%, la distribuidora DEORSA tiene 227 UAEE que representan el 11% y la distribuidora DEOCSA tiene un total de 141 UAEE que representan el 7% del total de UAEE.

Gráfica 13. UAEE por Distribuidora



Gráfica porcentual de kW. Se observa que la distribuidora EEGSA tiene un total de 8718kW de potencia instalada que representa un 65%, la distribuidora DEORSA tiene 3034 kW que representa el 22% y la distribuidora DEOCSA tiene un total de 1731 kW que representan el 13% del total de potencia instalada.

Gráfica 14. kW por Distribuidora



3.11.3 Implementación de la Norma Técnica de Conexión

Durante el año 2017, se dio continuidad a la implementación de la Norma Técnica de Conexión, de manera que los interesados en la conexión y uso de las instalaciones de transmisión existentes, para un determinado proyecto, cumplan con los procedimientos establecidos en el artículo 9 de la Norma Técnica de Conexión, contenida en la Resolución CNEE-256-2014, misma que fue modificada mediante la Resolución CNEE-225-2015.

Como parte del proceso de implementación en el año 2017, se pueden mencionar, entre otros, los siguientes procedimientos:

- a) Por parte de los interesados en conectarse y hacer uso de las instalaciones del sistema de transmisión, la presentación de diseños y memorias de cálculo a la CNEE y al Transportista Propietario.
- b) Por parte del AMM, con relación a los diseños, emisión de la opinión técnica sobre los equipos a los que se refiere el artículo 64 del RAMM y sobre el cumplimiento de las Normas de Coordinación;
- c) Por parte del Transportista Propietario, opinión técnica indicando a la CNEE si los diseños presentados por el interesado, cumplen con las NTDOST y NTCSTS y si se requiere la modificación o adición de equipos, dispositivos, sistemas y materiales, justificándolos técnicamente. Adicionalmente de igual forma emite pronunciamiento sobre el cumplimiento de la norma de diseño, construcción, operación y mantenimiento de las nuevas ampliaciones de líneas, subestaciones o instalaciones de transmisión del servicio de transporte de energía eléctrica que la CNEE le haya aprobado.
- d) Por parte de la CNEE, ha sido realizada la verificación de los diseños informando al interesado los ajustes u obras complementarias, tomando en cuenta las opiniones del

Transportista Propietario y el AMM, en relación con las modificaciones o cambios que debe realizar o incluir, para que los diseños cumplan con las NTDOST y las NTCSTS;

De lo anterior, es importante resaltar que como parte del proceso de conexión establecido en la Norma Técnica de Conexión –NTC-, la Comisión, previa autorización de la conexión al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, puede realizar con su propio personal las actividades de verificación, en el sentido que las instalaciones a conectar cumplan con lo establecido en las normas NTDOST y la NTCSTS. En su caso, aprobará o informará al interesado los ajustes u obras complementarias, tomando en cuenta las opiniones del Transportista Propietario y el AMM, en relación con las modificaciones o cambios que

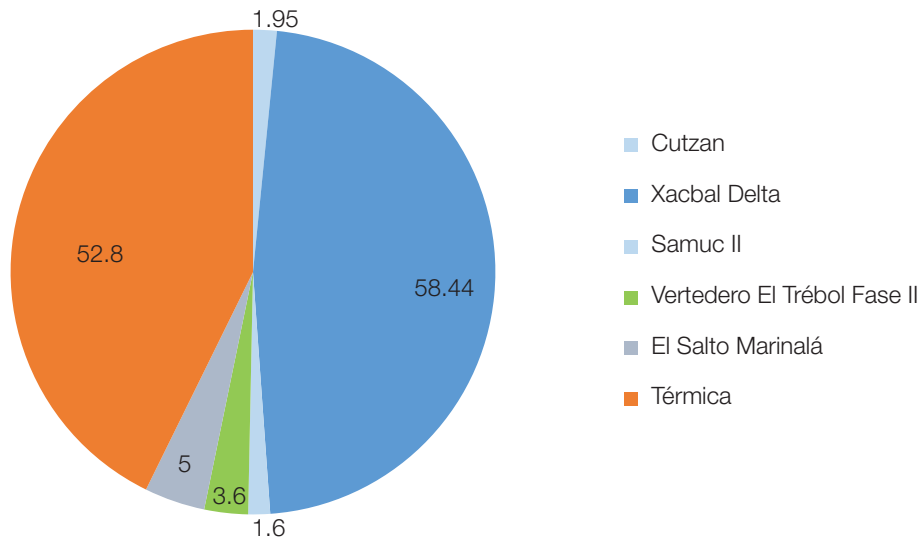
debe realizar o incluir, para que los diseños cumplan con las NTDOST y las NTCSTS; notificando al interesado, Administrador del Mercado Mayorista y Transportista Propietario lo resuelto.

3.12 Licitaciones abiertas y norma técnica de conexión

3.12.1 Centrales Nuevas que entraron en operación en 2017, resultado de las Licitaciones PEG-1-2010, PEG-2-2012 y PEG-3-2013

A lo largo del año 2017, entraron en operación comercial algunos nuevos proyectos que fueron adjudicados en los procesos de licitación de largo plazo, PEG-1-2010, PEG-2-2012 y PEG-3-2013, de acuerdo a la Gráfica 15.

Gráfica 15. Centrales que entraron en operación durante 2017



De los proyectos ingresados en el año 2017, adjudicados en Licitaciones Abiertas, en su mayoría son centrales hidráulicas, a excepción de

la central Térmica, cuya fuente de generación es a partir del bunker.

3.12.2 Licitación Abierta de Corto Plazo 1-2017

La CNEE aprobó los Términos de Referencia mediante la Resolución CNEE-312-2016 para que de forma conjunta EEGSA, DEOCSA y DEORSA elaboraran las Bases de Licitación para la contratación de potencia garantizada para el cubrimiento de la Demanda Firme de los usuarios del servicio de distribución final.

El proceso de licitación tuvo como objeto la contratación de 13 MW de Potencia sin Energía Asociada para el periodo de marzo y abril del 2017 y de 34 de Potencia sin Energía Asociada para el periodo de mayo 2017 a abril de 2018.

El 15 de febrero de 2017 se llevó a cabo el proceso de rondas sucesivas, para la primera fase de la Licitación Abierta 1-2017, en la cual se presentaron en total 4 oferentes. Los resultados correspondientes a las ofertas seleccionadas son el producto de un proceso de 11 rondas sucesivas en las cuales los oferentes tuvieron la posibilidad de pujar y mejorar sus ofertas en cada una de las rondas.

El 18 de abril de 2017 se llevó a cabo el proceso de rondas sucesivas, para la segunda fase de la Licitación Abierta 1-2017, en la cual se presentaron en total 8 oferentes. Los resultados correspondientes a las ofertas seleccionadas son el producto de un proceso de 24 rondas sucesivas, 12 rondas para cada bloque, en las cuales, los oferentes tuvieron la posibilidad de pujar y mejorar sus ofertas en cada una de las rondas.

Para el bloque 1, se cubrieron los requerimientos adjudicando a un solo oferente por un total de 31 MW de potencia garantizada y para el bloque 2, se cubrieron los requerimientos adjudicando 3 oferentes para un total de 21 MW de potencia garantizada.

3.12.3 Emisión de Términos de Referencia para Licitación Abierta para contratación de potencia para las Distribuidoras

La Ley General de Electricidad establece que las empresas Distribuidoras deben tener contratos con empresas generadoras que garanticen su requerimiento de potencia y energía. Por lo anterior la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante las Resoluciones CNEE-38-2018, CNEE-43-2018 y CNEE-44-2018, emitió los Términos de Referencia con la finalidad de que EEGSA, DEOCSA y DEORSA puedan realizar el proceso de Licitación Abierta, cuyo objetivo sea la contratación de potencia para el cubrimiento de la Demanda Firme de las referidas distribuidoras, correspondiente al año 2018 - 2019, para la prestación del servicio de distribución final.

3.12.4 Licitación Abierta 1-2018 y Licitación Abierta Energuate 1-2018

Las licitaciones tenían por objetivo la contratación de Potencia Garantizada para que las Distribuidoras cubrieran sus requerimientos de Demanda Firme para el año estacional 2018 - 2019, para la prestación del Servicio de Distribución Final. Conforme a los requerimientos presentados por las Distribuidoras, el tipo de contrato considerado en el proceso de licitación fue el de potencia sin energía asociada establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del Administrador del Mercado Mayorista. A continuación se presentan los requerimientos de contratación de cada una de las Licitaciones.

Licitación Abierta 1-2018

La Licitación Abierta 1-2018 tenía por objetivo la contratación de hasta 77 MW de Potencia Garantizada por parte de EEGSA, en dos diferentes bloques:

No. Bloque	Período	Potencia Garantizada (MW)	Observaciones
Bloque 1	01/05/2018 al 30/04/2019	41	
Bloque 2	01/05/2018 al 30/04/2019	36	Requerimiento relacionado con el atraso del suministro de contratos adjudicados en anteriores procesos de licitación de largo plazo.

Licitación Abierta Energuate 1-2018

La Licitación Abierta Energuate 1-2018 tenía por objetivo la contratación de 3.054 MW de Potencia Garantizada por parte de DEOCSA y DEORSA:

No. Bloque	Período	Potencia Garantizada (MW)	Observaciones
Bloque 1	01/05/2018 al 30/04/2019	3.054	Requerimiento relacionado con el atraso del suministro de contratos adjudicados en anteriores procesos de licitación de largo plazo.

Resultado de Licitación Abierta 1-2018

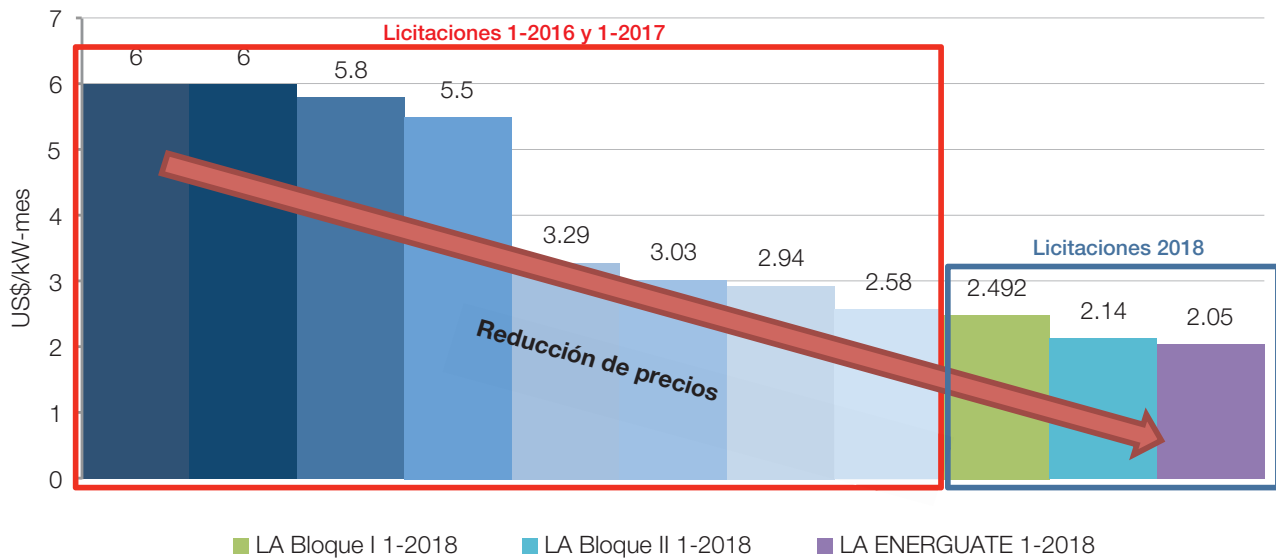
De la evaluación económica de las ofertas resultó asignado con 41 MW, para el bloque 1, con un precio de potencia de 2.05 US\$/kW-mes, la entidad Orazul Energy Guatemala y Cía S.C.A.; para el bloque 2 resultó asignado el Instituto de Electrificación por un total de 36 MW de potencia garantizada, para el periodo de mayo de 2018 hasta abril de 2019 o hasta la fecha de inicio de suministro de otros contratos que acuerde la Distribuidora, lo que ocurra primero.

Resultado de Licitación Abierta Energuate 1-2018

Para este caso, se cubrieron los requerimientos de potencia adjudicando a la entidad Orazul Energy Guatemala y Cía S.C.A. con un precio de potencia de 2.492 US\$/kW-mes.

Gráfica 16. Licitaciones abiertas 2017-2018

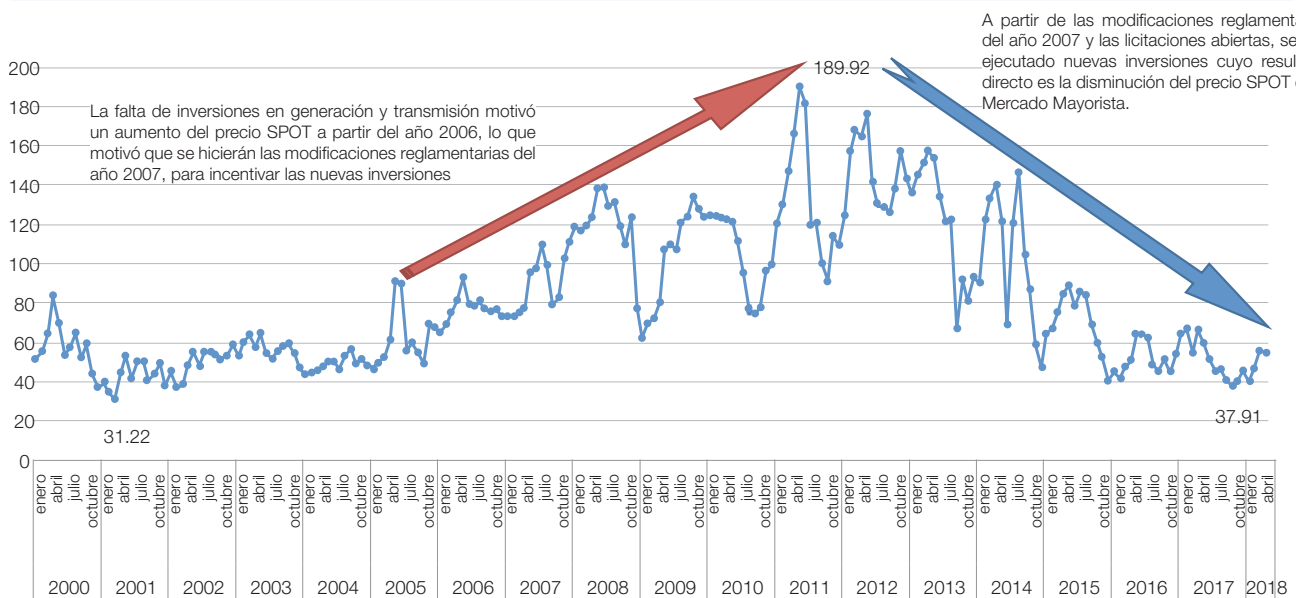
Precios Adjudicados en Procesos de Licitación Abierta –LA–



De la gráfica anterior se puede observar que los precios de potencia que fueron adjudicados por parte de las Distribuidoras, en los procesos Licitación Abierta 1-2018 y Licitación Abierta Energuate 1-2018, en comparación con

anteriores procesos de licitación fueron menores; con un porcentaje promedio de reducción de aproximadamente el 18% en comparación con el menor precio obtenido en proceso de Licitación Abierta 1-2017.

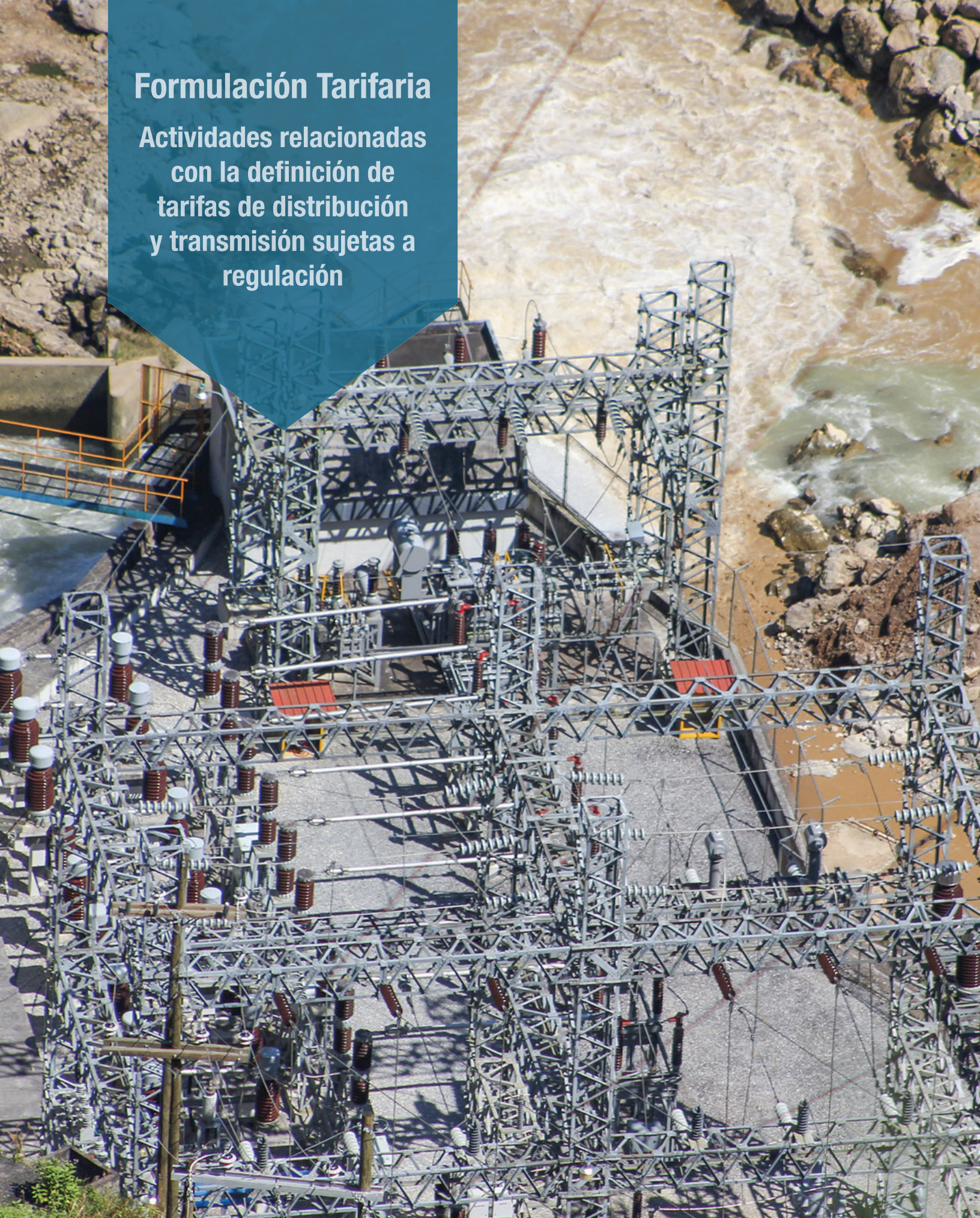
Gráfica 17. Precio SPOT promedio mensual 2000-2018



Fuente: Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos

Formulación Tarifaria

Actividades relacionadas
con la definición de
tarifas de distribución
y transmisión sujetas a
regulación



Equipo de la Gerencia de Tarifas



Licenciado Néstor Herrera
Licenciada Ana Gabriela López
Ingeniera Marilia Pérez
Ingeniera Julissa Barrios
Ingeniero Marvin Barreto
Ingeniero Emerson Zarceño
Ingeniero Allan Sac
Ingeniero Irvin González

Ingeniero Luis Manuel Pérez
Ingeniero Carlos Boj
Estudiante Bryan Interiano
Estudiante Carlos Cojulún
Técnico Rolando Cobach
Estudiante Andrea Pinto
Técnico Informático Carlos
Martínez

4 Formulación Tarifaria

4.1 Proceso de Revisión Tarifaria de las Distribuidoras EEGSA, DEORSA, DEOCSA, EEMZA y EEMREU

Según lo establece el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 98, cada cinco años con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia (TDR) de los estudios que servirán

de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión. Partiendo de esta obligación la CNEE procedió a iniciar la revisión tarifaria de las siguientes distribuidoras mediante las siguientes resoluciones:

No.	Distribuidora	Resolución TDR	Vigencia Pliego Tarifario Actual	Inicio Nuevo Pliego Tarifario
1	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA)	CNEE-176-2017 CNEE-266-2017	31 de julio de 2018	1 de agosto de 2018
2	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa (EEMZA)	CNEE-197-2017	30 de septiembre de 2018	1 de octubre de 2018
3	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA)	CNEE-3-2018	31 de enero de 2019	1 de febrero de 2019
4	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA)	CNEE-4-2018	31 de enero de 2019	1 de febrero de 2019
5	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu (EEMREU)	CNEE-5-2018	31 de enero de 2019	1 de febrero de 2019

El Valor Agregado de Distribución (VAD) corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada. El Valor Agregado de Distribución –VAD– contempla al menos los siguientes componentes básicos:

- Costos asociados al usuario, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía.
- Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

Las tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir energía eléctrica.

Actualmente se realiza el análisis del Estudio Final presentado por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., de conformidad con los plazos establecidos en Ley. Con relación a los Estudios de Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A., se efectúan los análisis correspondientes de los informes parciales

que darán como resultado los nuevos valores a integrar en el cálculo de la tarifa para el quinquenio 2019-2024.

Audiencia Pública Presentación de Estudios EVAD de EEGSA

El 13 de abril del 2018, en cumplimiento a lo estipulado en la Resoluciones CNEE-56-2011 y CNEE-159-2013, se llevó a cabo la Audiencia Pública en la cual se presentó el Estudio del Valor Agregado de Distribución (EVAD), de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima – EEGSA –.

La Audiencia Pública, es un ejercicio de transparencia que permite a cualquier persona que así lo desee, informarse sobre los estudios tarifarios sus resultados y formular las preguntas o consultas que considere, dentro del contexto de dichos estudios.

En este evento, el consultor de EEGSA, quien ha desarrollado el EVAD para esta Distribuidora, expuso la metodología y procedimientos utilizados para el efecto, así como resultados obtenidos del estudio efectuado. Igualmente, el equipo técnico de CNEE encargado de la supervisión del

estudio realizado por EEGSA, procedió a exponer conceptos técnicos de los estudios tarifarios y aspectos relacionados con la supervisión que se está realizando. En este evento también se

dispuso de un tiempo de preguntas de la audiencia y el equipo técnico de CNEE, las cuales fueron respondidas por EEGSA y su consultor.



Audiencia Pública realizada el 13 de abril de 2018.

4.2 Peajes de Transmisión - Valorización y cálculo de Peajes de nuevas instalaciones de transmisión

Durante el año 2017-2018, en cumplimiento de los artículos 4, 64, 67 y 69 de la Ley General de Electricidad, la Comisión analizó un total de 9 solicitudes de fijación de Peajes de Transmisión, correspondientes al reconocimiento de 11 ampliaciones a subestaciones existentes, así como una nueva línea de transmisión relacionada a dichas ampliaciones.

Lo anterior correspondió a un valor nuevo de reemplazo del orden de los 13.3 millones de dólares americanos en ampliaciones al sistema de transmisión.

Los proyectos corresponden a las ampliaciones a las subestaciones:

- Guatemala Sur
- Panaluya
- Jalpatagua
- Meléndrez
- El Racho
- Sanarate
- Puerto Barrios
- Quetzaltepeque
- La Máquina
- Covadonga
- Uspantán
- Nueva línea de transmisión Uspantán-Covadonga 230kV.

Dichas obras de transmisión corresponden a lo aprobado en los planes de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, así como a proyectos ejecutados por iniciativa propia.



Nueva línea Uspantán

4.3 Cálculo de Ajustes Tarifarios

En cumplimiento de los artículos 86 y 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los pliegos tarifarios aprobados para cada distribuidora, se realizaron un total de noventa y dos ajustes trimestrales (Tarifa Social y No Social) al precio de la energía, derivado de la diferencia de costos e ingresos por concepto de energía y potencia de las diferentes distribuidoras del país: así mismo se efectuaron un total de cincuenta ajustes semestrales al Valor Agregado de Distribución -VAD- (Tarifa Social y No Social) de acuerdo a lo establecido en el pliego tarifario de cada distribuidora.

Los resultados fueron notificados a las distribuidoras y publicados en la página web de la CNEE.

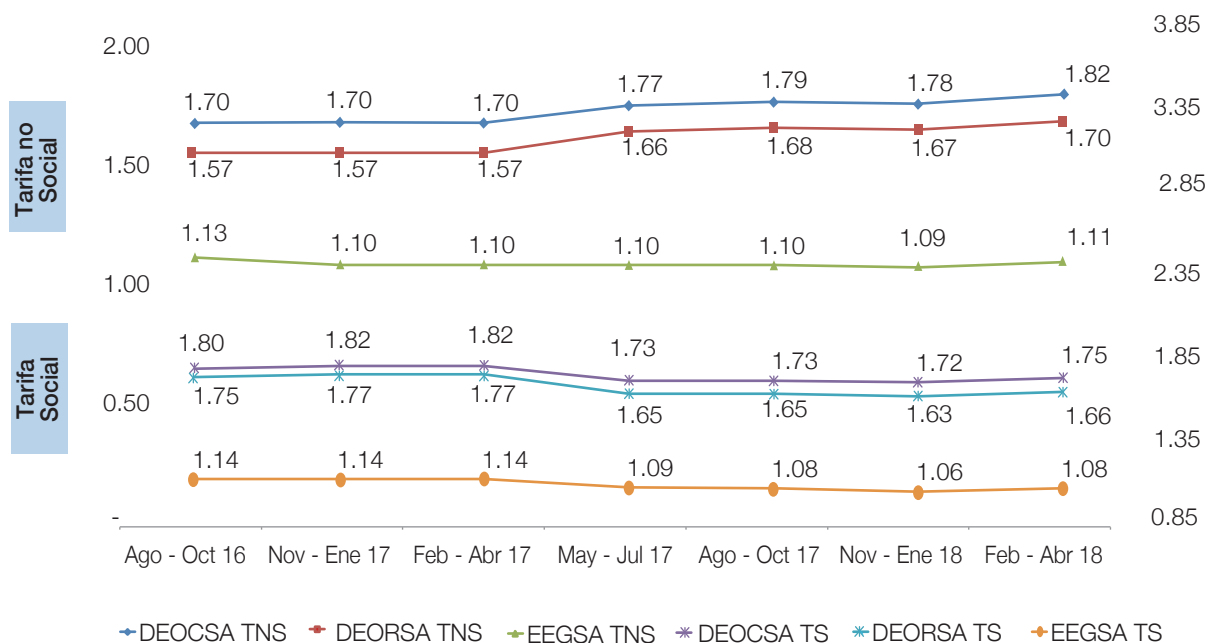
Para dar cumplimiento al artículo 86 del referido reglamento se realizó el ajuste anual de los precios de energía y potencia a trasladar a tarifas (Social

y No Social) para las diecinueve distribuidoras de energía eléctrica del país, con base en el informe de costos mayoristas presentado por el Administrador del Mercado Mayorista. Como resultado de lo anterior, se calcularon las tarifas para todas las Distribuidoras, las cuales estarán vigentes a partir del primero de mayo, y su aplicación se oficializa mediante la respectiva publicación en el Diario de Centro América.

En la Gráfica 18 se presenta el histórico de las tarifas BTS y Social de EEGSA, DEOCSA y DEORSA para el año 2016 y lo que va del 2018.

Es importante observar en la gráfica, cómo las tarifas han mantenido un comportamiento estable en el último año. Lo anterior se deriva de cambios en la matriz energética del país, a las bajas en el precio de la energía en el mercado de oportunidad (Spot) y estabilidad en los precios internacionales de los combustibles.

Gráfica 18. Tarifas EEGSA, DEOCSA y DEORSA Febrero 2017 - Febrero 2018



4.3.1 Resolución CNEE-77-2017, Determinación de las Fuentes Energéticas para el Abastecimiento de la Tarifa Social

La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social con la finalidad de favorecer al usuario más afectado por el incremento de los costos. Fue creada con el Decreto 96-2000 del Congreso de la República –Ley de Tarifa Social–, dirigida al usuario que consume 300 kilovatios-hora al mes o menos. Actualmente se aplica al 94% de usuarios del país, por lo que la gestión de dicha tarifa tiene incidencias muy sensibles en toda la población usuaria.

Dicha Ley, manda crear un pliego tarifario y un valor de tarifa específico, así como asigna a la CNEE la atribución de determinar la fuente energética para su abastecimiento.

En cumplimiento a esta última atribución, plasmada en el Artículo 2 de la referida Ley, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución

CNEE-77-2017, en la cual se establecen los procedimientos para la determinación de la fuente energética que permita a la Tarifa Social abastecerse con costos más favorables. Ello redundaría en precios más bajos con los correspondientes beneficios para la población a quien va dirigida la Tarifa Social.

La Ley de Tarifa Social en su Artículo 2 asigna a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–, la atribución de definir la fuente energética para el abastecimiento de la Tarifa Social. Dentro de dicho marco legal, el 24 de abril de 2017 CNEE emitió la Resolución CNEE-77-2017, mediante la cual se establecieron los mecanismos técnicos de liquidación de costos de suministro de la Tarifa Social, asignando para el efecto la proporción de contratos (fuente energética) de menor costo para abastecer la demanda de energía y potencia de esta Tarifa.

Derivado de la aplicación de las acciones normativas y regulatorias anteriormente indicadas, fue posible obtener los siguientes resultados:

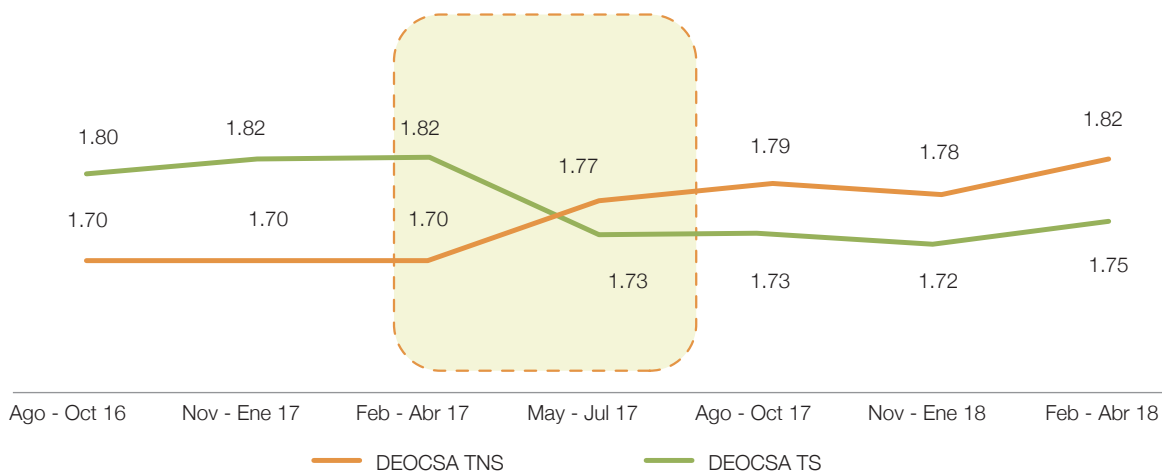
- Reducción del costo de generación de las Tarifas Sociales de las Distribuidoras:


Costo de Generación de las Tarifas Sociales

Tarifa	Antes de Res.	Después de Res.	Variación	Variación
	CNEE-77-2018	CNEE-77-2018	Q/kWh	%
EEGSA	Q0.73	Q0.69	-0.05	-6.7%
DEOCSA	Q0.96	Q0.88	-0.08	-8.7%
DEORSA	Q0.96	Q0.87	-0.09	-10.9%

- Precio de la Tarifa Social menor al precio de la Tarifa No Social

Tarifa Social más baja que Tarifa No Social, DEOCSA como resultado de la aplicación de la resolución CNEE-77-2017



A close-up photograph of high-voltage electrical insulators mounted on a metal structure. The insulators are grey and feature a series of horizontal, ribbed segments. The metal structure is made of galvanized steel and includes various bolts, nuts, and cross-bracing. The background is a clear, light sky. A blue banner is overlaid on the top left of the image, containing white text.

**Atención al usuario
y fiscalización de la
calidad del servicio
de electricidad**

Equipo de la Gerencia de Fiscalización y Normas



Ingeniero Rafael Argueta
Ingeniero Mauricio Saquilmer
Ingeniero Luis Ramírez
Ingeniero Oscar Arriaga
Ingeniero Jorge Iván Avila
Ingeniero Iván Mendoza
Ingeniero Isaí Alvarez
Licenciado Mynor Hernández
Ingeniero André Larios

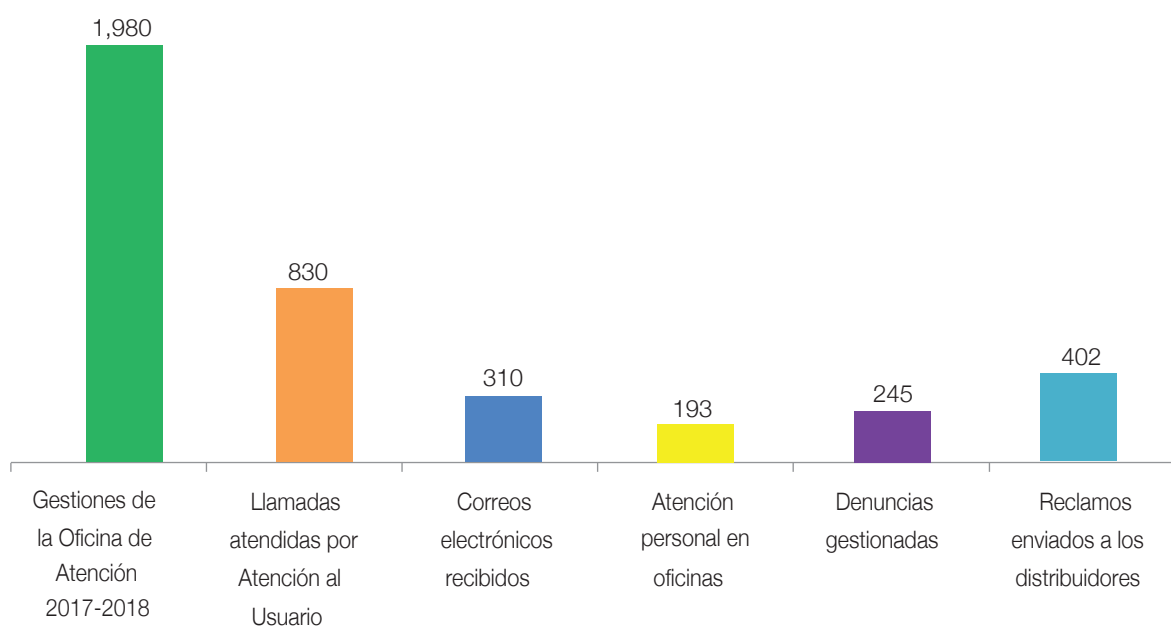
Estudiante Hellen García
Estudiante Dan y Velásquez
Estudiante Douglas Bran
Estudiante Manuel Tobar
Estudiante Sergio Cap
Estudiante Hugo Cabrera
Estudiante Melzar de León
Perito en Electricidad Jacinto Quan
Estudiante Jairo Poz

5 Atención al usuario y fiscalización de la calidad del servicio de electricidad

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Oficina de Atención al Usuario, atiende diariamente las gestiones que realizan los usuarios ante la CNEE por las siguientes vías: telefónicamente, página Web, correo electrónico y de forma presencial, enfocado a la protección y

calidad comercial de los usuarios; ya que dentro de las funciones de la Comisión está proteger los derechos de los usuarios con base al Artículo 4 de la Ley General de Electricidad. A continuación se muestran los datos de las actividades realizadas en el periodo 2017-2018.

Gráfica 19. Gestiones Realizadas por la Oficina de Atención al Usuario



Fuente: Datos de la Oficina de Atención al Usuario de CNEE 2017-2018

En total se realizaron 1,980 gestiones en el periodo 2017-2018 distribuidas de la siguiente manera: se recibieron 830 llamadas telefónicas donde se resolvieron dudas de los usuarios, también se gestionaron 310 usuarios a través del correo electrónico y personalmente se atendieron 193 usuarios, y se tramitaron 245 denuncias y 402 reclamos de inconformidades por diversos motivos.

La actividad de Teleservicio que realizan los distribuidores, es recibir las llamadas de los usuarios y generar solicitudes, reclamos, consultas y avisos. Por lo tanto sin una atención adecuada a las llamadas de los usuarios, los distribuidores no podrían solucionar las gestiones requeridas por los usuarios.

Periódicamente la CNEE realiza verificaciones de la atención que proporcionan los distribuidores a través del Teleservicio. El Artículo 7 bis de la Norma para la Atención de Reclamos indica que los usuarios podrán presentar inconformidades por “medio de comunicación telefónica”. Además el artículo 11 nonies cita que “El sistema informático

del distribuidor debe registrar todas y cada una de las llamadas telefónicas de los usuarios”. Durante el periodo 2017-2018 se visitaron los centros de atención de llamadas de Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A., y Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. obteniendo los resultados siguientes:

Tabla 4. Resultado de indicadores del Teleservicio

No.	Indicador	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
1	Nivel de Servicio (Satisfacción)	85.77%	91.00%	91.00%
2	Tiempo medio de atención	2.97 minutos	2.47 minutos	2.47 minutos

Fuente: Datos de los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA

5.1 Fiscalización del proceso de la precisión de la medición del consumo de energía eléctrica

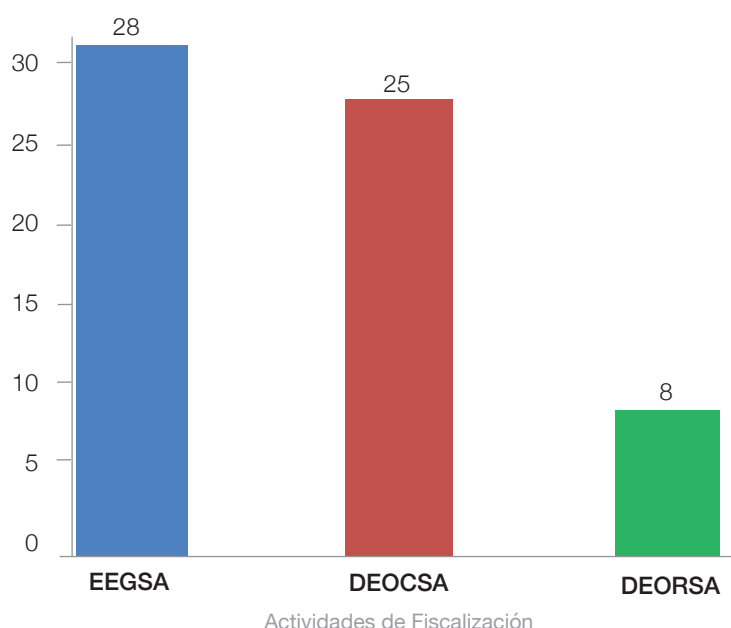
Para comprobar que los medidores de energía eléctrica de los distribuidores cumplan con el porcentaje de error máximo de medición que indica el Artículo 64 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–, la Comisión realizó actividades de Fiscalización en campo y laboratorio

del proceso de la precisión de la medición del consumo de energía eléctrica de los distribuidores EEGSA y ENERGUATE durante 2017-2018. En este proceso se fiscalizaron 61 actividades para garantizar la calidad de los consumos facturados por los distribuidores a los usuarios.



Fiscalización del proceso de precisión de la medición

Gráfica 20. Fiscalización del proceso de precisión de la medición



5.2 Fiscalización de indemnizaciones acreditadas a los usuarios

Cuando existen incumplimientos de calidad de producto, servicio y comercial por parte de los Distribuidores, la Comisión fiscaliza la obligación de los Distribuidores de acreditar las indemnizaciones correspondientes con base en el Artículo 71 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD- que citan lo siguiente: “El Distribuidor deberá indemnizar a los Usuarios afectados al

mes siguiente de haber presentado el reclamo, salvo lo indicado en artículos específicos de estas Normas”. Derivado de las Fiscalizaciones se resolvió la acreditación de indemnizaciones por un monto cancelado de Q. 21,073,531.00 que corresponden a 441,449 usuarios como se observa en la tabla siguiente:

Tabla 5: Indemnizaciones pagadas por distribuidor

Tipo de incumplimiento	EEGSA		DEOCSA		DEORSA		Total Usuarios	Total Montos
	Usuarios	Montos	Usuarios2	Montos2	Usuarios3	Montos3		
Conexión nueva o ampliación de potencia con modificación de red					2	Q26,867.00	2	Q26,867.00
Corte sin razón			416	Q50,771.28	961	Q207,404.21	1,377	Q258,175.49
Desbalance de tensión Individual			11	Q4,047.99	8	Q128,654.71	19	Q132,702.70
Facturación errónea	492	Q71,373.21	920	Q232,786.34	1,455	Q215,983.63	2,867	Q520,143.18
Reconexiones	290	Q23,113.83	1,685	Q17,061.48	4,382	Q62,673.44	6,357	Q102,848.75
Interrupciones globales			579	Q883.14	328,942	Q595,999.19	329,521	Q596,882.33
Interrupciones individuales			2	Q3.58	68,743	Q537,092.65	68,745	Q537,096.23
Mala regulación de tensión global					569	Q4,619.41	569	Q4,619.41
Mala regulación de tensión Individual			343	Q35,105.58	216	Q29,759.90	559	Q64,865.48
Penalización por bajo factor de potencia	28,252	Q18,175,539.68					28,252	Q18,175,539.68
Variación de la potencia contratada	3,181	Q653,790.75					3,181	Q653,790.75
TOTALES	32,215	Q18,923,817.47	3,956	Q340,659.39	405,278	Q1,809,054.14	441,449	Q21,073,531.00

Fuente: Tablas mensuales de Indemnizaciones con base a las NTSD

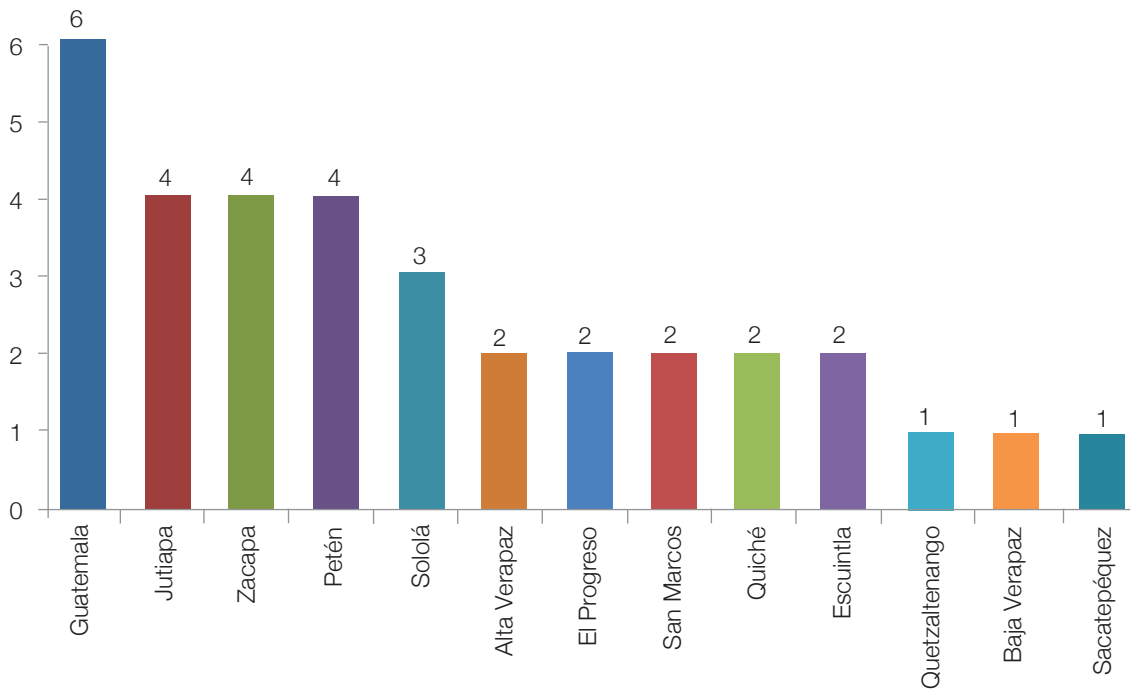
5.3 Supervisión de agencias comerciales

La Comisión realizó supervisiones a nivel nacional en 2017-2018 de acuerdo a la planificación de las fiscalizaciones; los hallazgos se notifican para que formen parte del plan de mejora de los distribuidores. El Artículo 2 inciso f) de la Resolución CNEE-68-2001 cita lo siguiente: “La CNEE realizará auditorías aleatorias en los centros de procesamiento de información y locales de

atención a los usuarios y podrá requerir información que estime necesaria para su control”.

Para realizar la fiscalización de las agencias de atención de EEGSA, DEOCSA y DEORSA se realizan visitas programadas y aleatorias donde se verifica la calidad de la atención en cada uno de los procesos comerciales de los usuarios.

Gráfica 21. Agencias visitadas por Departamento



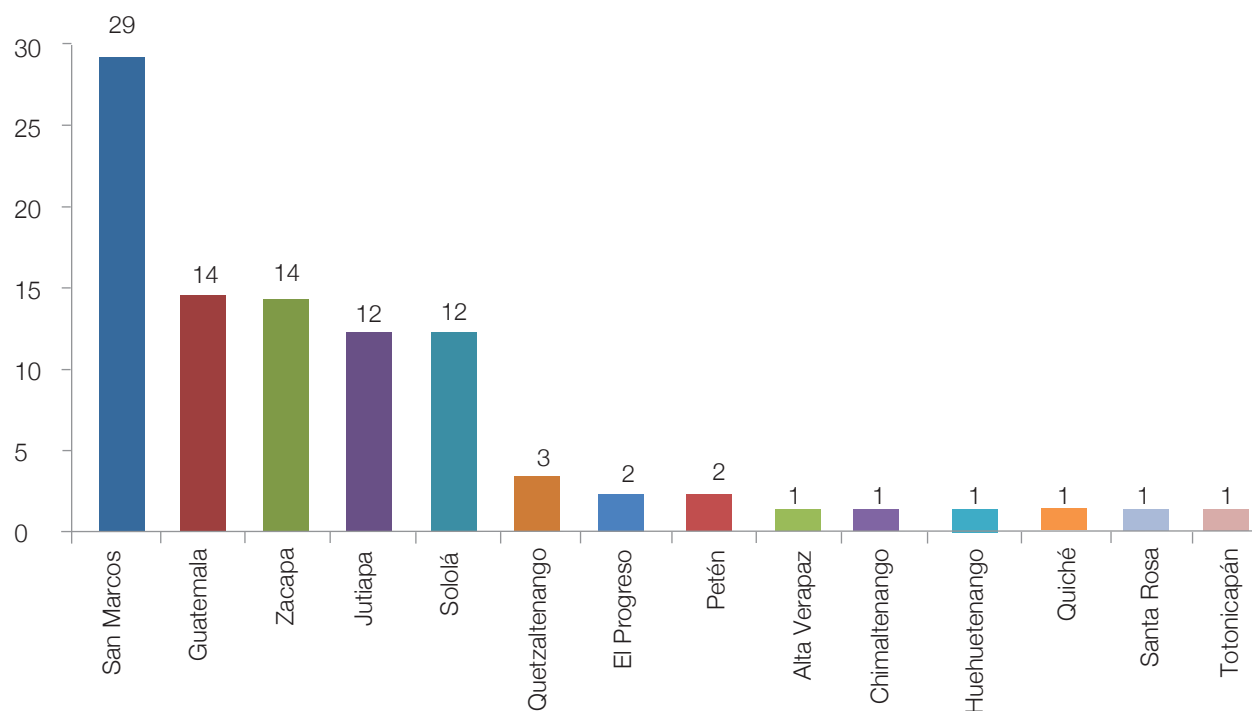
En total se realizaron 34 supervisiones en dicho período.

5.4 Inspecciones de campo

Para proteger los derechos de los usuarios la CNEE gestionó las denuncias realizando la investigación correspondiente y para ello efectuó inspecciones de campo en cumplimiento al Artículo 137 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que cita “La Comisión podrá iniciar una investigación

para conocer y tramitar cualquier infracción a la ley y sus reglamentos en materia de su competencia, ya sea por cuenta propia o por medio de una denuncia”. Para el periodo 2017-2018 se realizaron 94 inspecciones en diferentes departamentos del país, a continuación se muestra el detalle.

Gráfica 22. Inspecciones de campo por Departamento



5.5 Encuesta de calidad para medir la percepción del usuario del servicio de distribución final

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), publica la calificación de las empresas de distribución final de energía eléctrica, de acuerdo a los resultados obtenidos en la Encuesta de Percepción de la Calidad efectuada durante el 2017, la cual fue realizada por empresas especializadas en la realización de encuestas.

La Encuesta de Calidad 2017 mide la PERCEPCIÓN de los usuarios en relación con servicio de Distribución Final que le presta su empresa distribuidora específicamente sobre aspectos relacionados con la atención al cliente, interrupciones de suministro y calidad de voltaje.

Para mayor información sobre los resultados, visite nuestra página WEB de CNEE www.cnee.gov.gt.

Tabla 6. Resultado de la Encuesta de Calidad 2017

No.	Empresa	% Promedio de Satisfacción de la Encuesta	Promedio Verano	Promedio Invierno	% Satisfacción CPT		% Satisfacción CST		% Satisfacción CC	
					Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
1	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán	87.71%	86.16%	89.27%	84.72%	96.67%	78.00%	91.77%	95.77%	79.35%
2	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sac.	86.40%	82.50%	90.30%	79.12%	88.13%	79.94%	90.29%	88.46%	92.49%
3	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya	82.73%	76.25%	89.21%	68.72%	86.90%	74.31%	90.32%	85.72%	90.40%
4	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.	82.00%	79.44%	84.55%	75.19%	81.26%	78.07%	83.18%	85.08%	89.22%
5	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa	78.61%	72.84%	84.37%	90.95%	82.80%	72.22%	81.61%	55.35%	88.71%
6	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj	77.65%	74.42%	80.88%	85.85%	86.34%	74.92%	69.55%	62.48%	86.74%
7	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa	75.61%	77.74%	73.48%	80.56%	72.44%	69.50%	70.83%	83.15%	77.15%
8	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.	74.28%	72.72%	75.84%	70.63%	75.24%	65.48%	69.09%	82.05%	83.18%
9	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.	72.74%	70.07%	75.40%	64.04%	72.09%	66.17%	67.89%	80.00%	86.23%
10	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos	51.19%	52.24%	50.13%	47.33%	48.78%	36.50%	28.33%	72.89%	73.28%
11	Empresa Hidro Eléctrica de Patulul	47.63%	49.75%	45.52%	36.67%	35.33%	36.00%	23.33%	76.59%	77.88%
12	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula	46.91%	50.67%	43.16%	48.00%	40.67%	38.33%	27.00%	65.68%	61.81%
13	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios	45.23%	52.00%	38.46%	71.78%	24.67%	50.83%	39.17%	33.40%	51.53%
14	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu	44.55%	45.42%	43.68%	50.00%	46.67%	25.17%	26.83%	61.10%	57.53%
15	Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango	36.89%	38.24%	35.54%	41.89%	33.11%	18.33%	16.33%	54.49%	57.16%
16	Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango	36.85%	33.07%	40.63%	28.89%	41.22%	40.67%	19.33%	29.67%	61.35%
17	Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná	36.66%	38.51%	34.80%	37.78%	30.67%	45.63%	29.33%	32.13%	44.40%
18	Empresa Municipal Rural de Electricidad de IXCÁN	30.39%	27.99%	32.79%	27.56%	24.67%	30.67%	29.50%	25.73%	44.20%
19	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia	27.32%	26.85%	27.80%	28.89%	23.89%	40.67%	34.17%	11.00%	25.33%

Fuente: Datos de la Gerencia de Fiscalización y Normas

5.6 Fiscalización de la norma de seguridad de presas

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en su Artículo 14 que para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) elaborará las Normas de Seguridad de Presas

(NSP), las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y preventiva (planes de emergencia que resulten necesarias para estos objetivos).



Construcción de Hidroeléctrica Xacbal Delta I.

Desde la implementación de las NSP, el 4 de octubre de 1999, la CNEE ha velado por su estricto cumplimiento, realizando las siguientes actividades:

- Visitas de auditoría periódicas a todas las hidroeléctricas fiscalizadas,
- Solicitando la realización de las inspecciones respectivas,
- Revisando y aprobando (cuando corresponde):
 - ✓ Informes del Examen de Seguridad de Presas y Estructuras Accesorias (ESPEA);
 - ✓ Manuales de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (MOMV);
 - ✓ Planes de Preparación Ante Emergencias (PPE);
 - ✓ Libros de inspecciones rutinarias e intermedias;
 - ✓ Informes Trimestrales de Inspecciones de Rutina, Informes de Inspecciones

Intermedias y revisión de Informes de Inspecciones Especiales.

- ✓ Solicitudes de autorización de empresas o profesionales individuales para realizar el Examen de Seguridad de Presas;
- ✓ Además, a petición del Ministerio de Energía y Minas, la CNEE imparte cuando se solicita una inducción a las NSP.

En el último año se han incorporado 3 centrales hidroeléctricas más a la fiscalización de la NSP, sumando un total de 35 presas que son actualmente fiscalizadas. Las cuales deben poseer un Manual de Operación, Mantenimiento de Vigilancia y un Plan de Preparación ante Emergencia debidamente actualizados –bianualmente– por parte del Responsable de la Presa, revisados y autorizados (cuando corresponda) para su divulgación, capacitación e implementación.

En el caso de los Planes de Preparación ante Emergencia, todos los Responsables realizan simulacros periódicos para verificar si el documento se adecua a las diferentes emergencias y evaluar

el nivel de preparación de los operarios y demás involucrados en una emergencia.

Durante estos años de fiscalización de las Normas de Seguridad de Presas, la CNEE vio la necesidad de impulsar e implementar una nueva versión de las NSP. Por tal motivo desde el 2013, profesionales del Organismo Regulador de Seguridad de Presas de la República de Argentina (ORSEP), apoyaron a la CNEE en dicha misión. Esta colaboración fue posible gracias a un convenio de cooperación del Fondo Argentino de Cooperación Sur-Sur y Triangular -FOAR-. Como resultado, se publicó en el Diario de Centro América, el 24 de noviembre de 2016, la resolución CNEE-283-2016, Norma de Seguridad de Presas, la cual considera aspectos relevantes ante la Seguridad de Presas, tales como el alcance de los Estudios de Seguridad, delimitado a todas las estructuras accesorias.

Así mismo, se considera de especial importancia la implementación del Artículo 53 de la NSP: *Aplicación del plan de instrumentación* el cual plantea la entrega de un plan de instrumentación o re instrumentación de cada proyecto, esto con el fin de monitorear el comportamiento de las obras y anticipar cualquier situación anómala que pueda desarrollarse.

Como hito en el tema de Seguridad de Presas, se ha estado trabajando en crear sensibilidad, sobre la relevancia de mantener la obra en condiciones seguras de operación y la responsabilidad que conlleva el manejo de un aprovechamiento hídrico. En consecuencia, se ha logrado la capacitación de más de 140 personas, trabajadores de hidroeléctricas y consultores independientes, con dos cursos que han sido impartidos por un experto en la materia.



Capacitación a personal de la Empresa Eléctrica de Quetzaltenango, en oficinas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre los temas de levantamiento de la red eléctrica en media tensión, centros de transformación y usuarios.

5.7 Correcciones de hallazgos de incumplimientos NTDROID

En el año 2017, CNEE solicitó a los Distribuidores la corrección de 1,293 incumplimientos a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, los cuales fueron

detectados por CNEE en 2016. En las gráficas siguientes se presentan las ubicaciones de los incumplimientos.



Equipo de la CNEE, atendiendo mesa de recepción de quejas en Santa María Nebaj, Quiché.

Tabla 7. La tabla presenta en forma tabular, el tipo de incumplimiento a la normativa NTDOID.

Tipo Incumplimiento	Cantidad	Porcentaje
Cable de tierra reventado	2	0.1%
Distancias de Seguridad	6	0.3%
Elemento extraño a equipo de operación	1	0.1%
Invasión de vegetación BT	81	4.4%
Invasión de vegetación BT y Poste Inclinado	1	0.1%
Invasión de Vegetación BT y Transformador Flameado	1	0.1%
Invasión de vegetación MT	72	3.9%
Invasión de Vegetación MT y Pose Inclinado	2	0.1%
Invasión de vegetación MT/BT	1609	86.8%
Poste en mal estado	3	0.2%
Poste en terreno socavado	1	0.1%
Poste Inclinado	69	3.7%
Poste Inclinado e Invasión de Vegetación MT	1	0.1%
Poste Inclinado, quebrado de la base	1	0.1%
Retenida en mal Estado	3	0.2%
Total	1,853	100%

Se puede observar que aproximadamente el 95.3% de los incumplimientos se relacionan con falta de poda o control de vegetación.

5.8 Fiscalización de cumplimiento del artículo 34 de NTDOID por medio de la fiscalización de planes de mantenimiento de distribución

En cumplimiento al artículo 34.3 de la norma técnica NTDOID los Distribuidores deben contar con planes de mantenimiento en todas sus redes y registrar los trabajos realizados. CNEE fiscaliza los planes de mantenimiento de distribución, por medio de análisis de la información que le remiten

por vía electrónica, los resultados indican la existencia de planes por parte de los Distribuidores. A continuación se presenta un resumen de actividades ejecutadas dentro de dichos planes de mantenimiento.

Tabla 8. Acumulado de actividades de mantenimiento realizadas por los distribuidores en el 2017

Distribuidora	Tipo-%		Poda, tala arbolado	Dimensional	Inspección Línea	Dimensional	Actividades diversas de Mtto.	Dimensional
	P	C						
DEOCSA	63	37	6,401	km	7,337	Km	10,593	U
DEORSA	50	50	8,736	km	7,591	km	10,593	U
EEGSA	28	72	826	Km	216	A	12,534	U

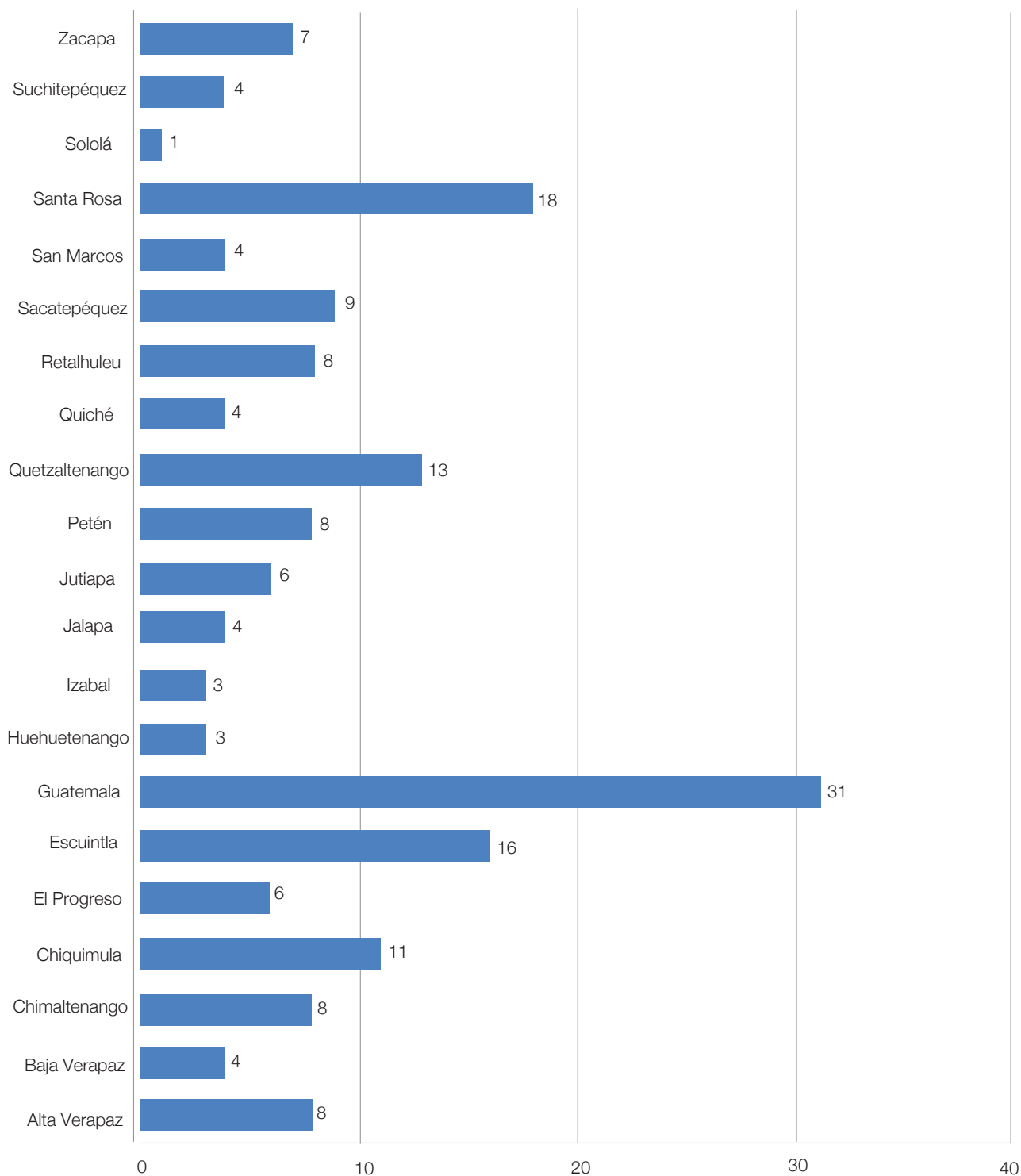
Nota: P es preventivo, C es correctivo, U es unidades, A es actividad, km son kilómetros.

5.9 Cantidad de fiscalizaciones por departamento

Durante el año 2017 se visitó 176 veces, 21 departamentos del país, en el marco del cumplimiento normativo NTDOID y NTDOST.

Las siguientes gráficas muestran las visitas indicadas en el párrafo anterior.

Gráfica 23. Cantidad de inspecciones NTDOID por Departamento 2017



5.10 Fiscalización del cumplimiento de la norma NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos al sistema de transporte

Durante el periodo de enero a diciembre de 2017, fue efectuada la fiscalización del cumplimiento de la norma técnica NTDOST específicamente del artículo 19, esta actividad se lleva a cabo por medio del análisis de información regulatoria remitida

en forma mensual por los transportistas a CNEE. En la Tabla 9, se muestra en forma resumida las actividades de mantenimientos efectuadas por los transportistas, en instalaciones de subestaciones, líneas y protecciones.

Tabla 9. Actividades de mantenimiento realizadas por los transportistas en el año 2017

Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas en el año 2017										
Actualizado a:	Año 2017									
Transportista	Mantenimiento de Líneas				Mantenimiento Subestaciones			Mantenimiento Protecciones		
	PODA (km)	Inspección (km)	MTTO (unidades)	Medición (unidades)	Inspección (unidades)	MTTO (unidades)	Medición (unidades)	Inspección (unidades)	MTTO (unidades)	Medición (unidades)
DEGT	2.00	14.00	55	-	358	23	31	347	-	-
EPR	80.03	240.76	1	-	2,447	19	113	1,143	-	367
ETCEE	516.17	4,781	4,794	10,541	4,956	2,359	1,998	2,349	1,233	1,306
RECSA	2.46	-	477	-	806	175	60	3	12	13
TRANSNOVA	17.01	-	10	-	-	79	79	2	-	-
TRECSA	71.76	685.19	44	17	2,770	634	96	655	10	52
TRELEC	295.35	219	1,826	627	4,162	7,907	1,892	76	2	62
TREO	112.82	856.5	217	369	8,702	92	377	2,088	404	300
EEBIS	-	32.8	-	-	267	14	-	-	1	12

5.11 Indicadores de calidad

La calidad del servicio eléctrico se puede definir como el conjunto de características que se debe cumplir en la interacción entre los distribuidores y los usuarios del servicio. De acuerdo a la Norma Técnica de la Calidad del Servicio Técnico en Guatemala (NTSD), los aspectos que componen la calidad técnica del servicio eléctrico, comprende todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad en relación al producto y al servicio, tanto del sistema de transporte como de distribución.

La calidad del producto comprende los aspectos técnicos relacionados con la forma de la onda de la tensión.

Mientras que la calidad del servicio técnico o suministro está referida a la existencia o no de la onda de tensión, es decir la presencia o no de suministro eléctrico, por medio del registro de número y duración de interrupciones.

5.12 Calidad del servicio de transmisión

5.12.1 Producto Técnico

El servicio de transporte se debe prestar a los participantes conectados a su sistema con características de calidad que se encuentran establecidas en las Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–, además estos participantes conectados al Sistema de Transporte deben cumplir con sus obligaciones en cuanto a la incidencia que se pueda tener en la Calidad del Servicio de Transporte. En dichas normas se encuentran establecidas las tolerancias permisibles, los métodos de control, y las indemnizaciones y sanciones respecto de los parámetros a controlar.

Los datos y gráficas del presente apartado fueron realizados con base en la información que los

transportistas y el AMM remite mensualmente, quedando sujetos a actualizaciones según los procesos de validación y auditorías que realice la CNEE.

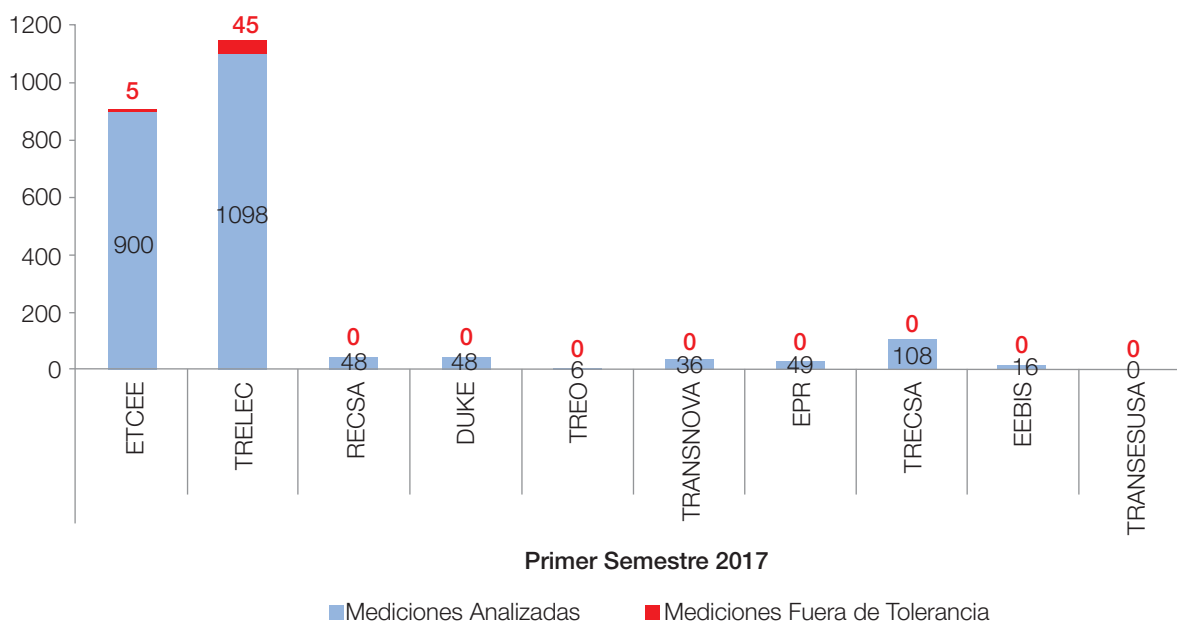
5.12.2 Regulación de Tensión

El parámetro de regulación de tensión indica la desviación porcentual del valor de tensión medido en un instante k respecto al valor nominal, el índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del Transportista con los Participantes, se determina como el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces de tensión y el valor de la tensión nominal, medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

A continuación se muestran las transportistas con mayor número de instalaciones y mayor número de puntos de medición:

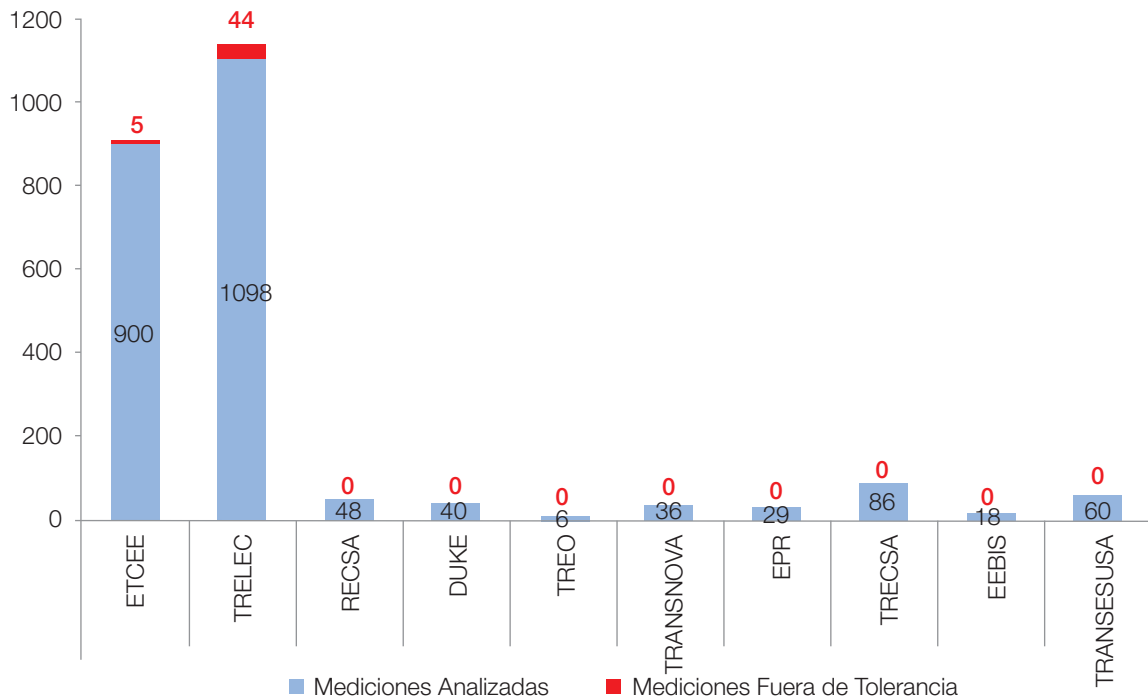
Gráfica 24. Puntos Fuera de Tolerancia - Regulación de Tensión Transporte.

Regulación de Tensión primer semestre 2017

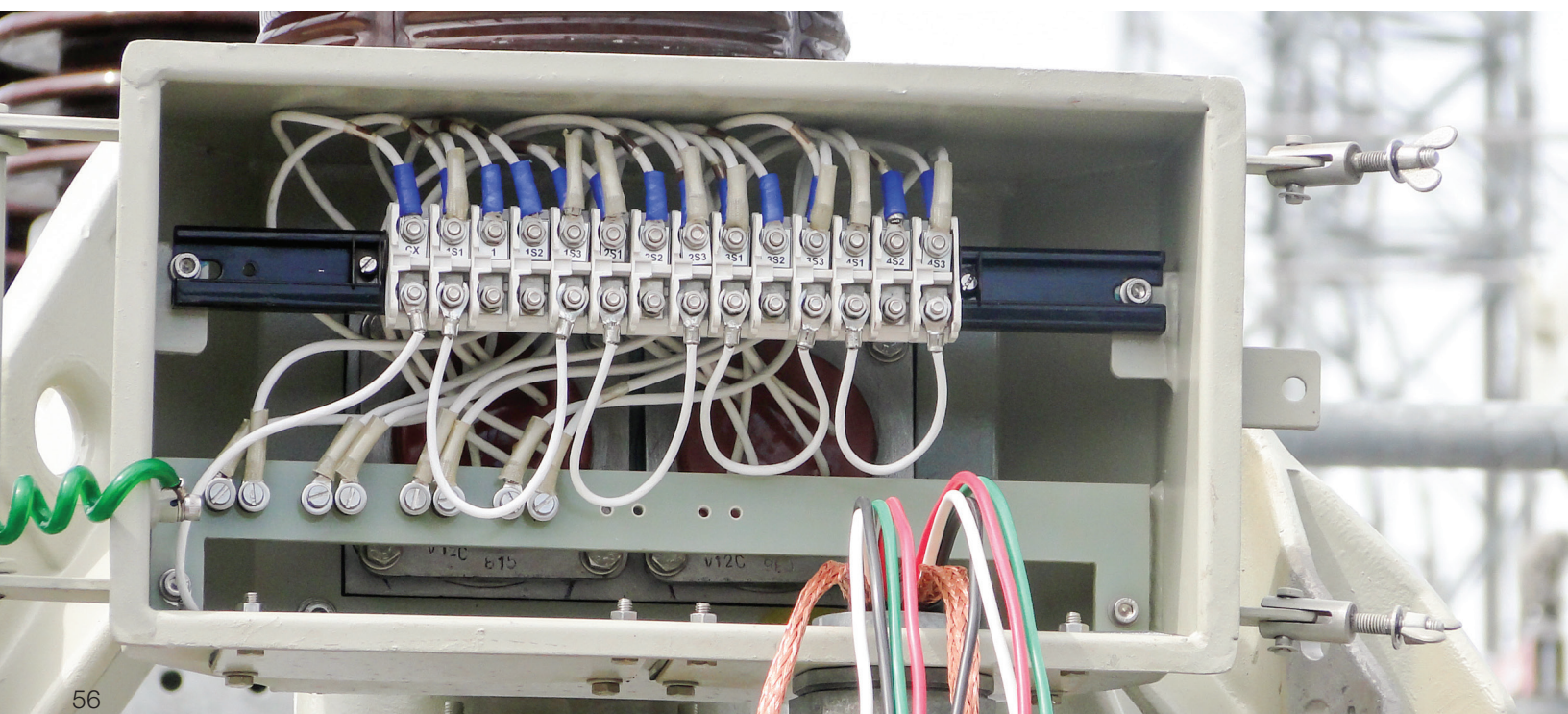


Gráfica 25. Puntos Fuera de Tolerancia - Regulación de Tensión Transporte

Regulación de Tensión segundo semestre 2017



En las gráficas 24 y 25, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del 2017, agrupados por semestre.



5.12.3 Desbalance de Corriente

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

Se establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición.

Las Normas de Calidad establecen que el control del Desbalance de Corriente será efectuado por el Transportista, en los puntos de entrega que considere necesarios. El AMM es el encargado de validar el indicador resultado del análisis mensual de las mediciones efectuadas por cada uno de los transportistas, además de deducir responsabilidades en cuanto a este indicador.

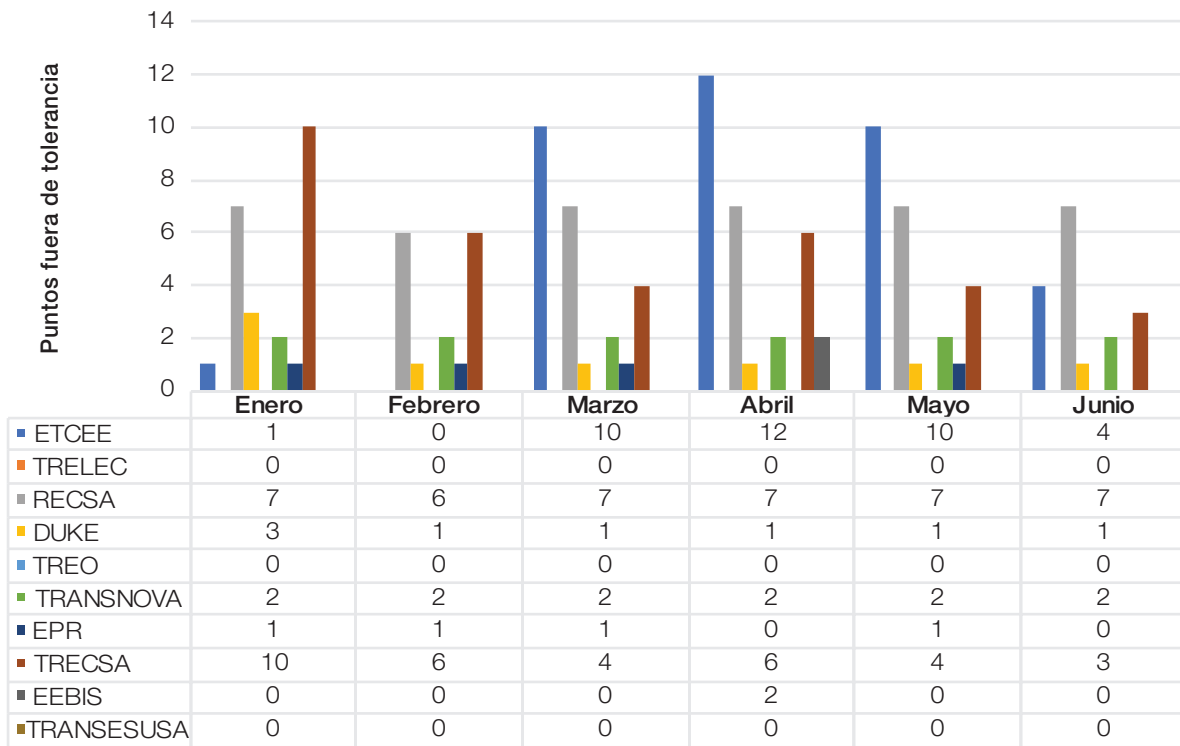
A continuación se muestra el comportamiento del indicador de desbalance de corriente en el sistema de transporte, por semestre:



Fiscalizadores de la CNEE, recibiendo reclamos en Cajolá, Retalhuleu

Gráfica 26. Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia - Desbalance de Corriente

Desbalance de Corriente segundo semestre 2017



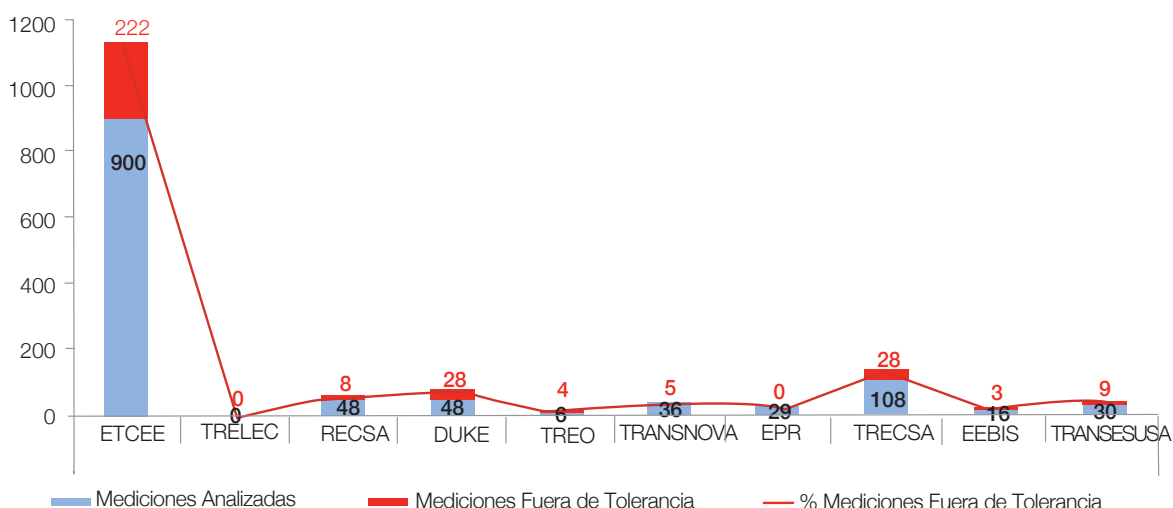
5.12.4 Factor de Potencia

La normativa contempla que los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo, a toda hora de 0.90 o superior.

El AMM realiza estudios de flujo de carga, para cada punto donde no se cumpla con las tolerancias establecidas, simulando elementos de compensación de potencia reactiva, hasta que se alcance la regulación de tensión requerida.

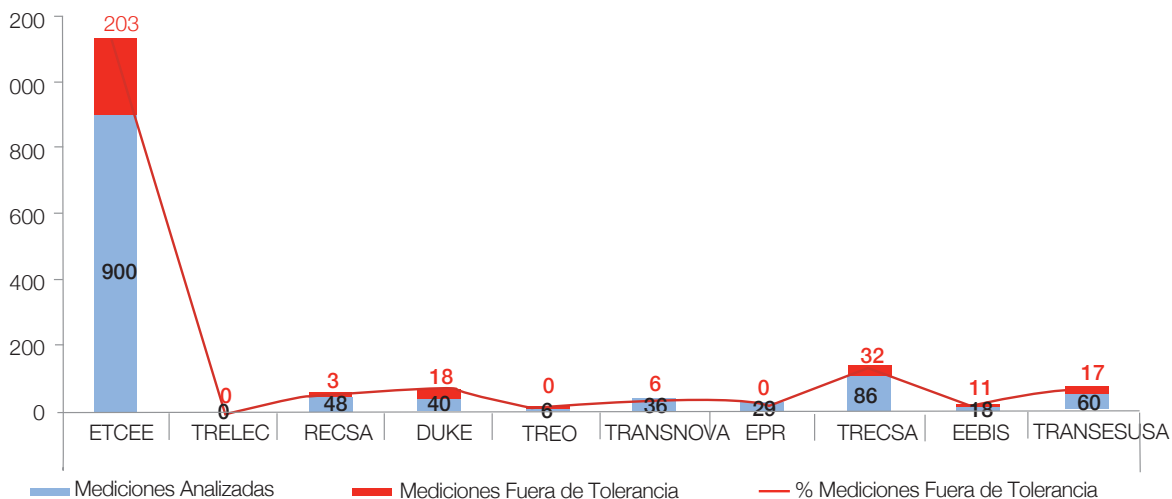
Gráfica 27. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia

Factor de Potencia primer semestre 2017



Gráfica 28. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia

Factor de Potencia segundo semestre 2017





La gráfica muestra el porcentaje de mediciones que como mínimo registraron al menos una vez dentro del período de control mensual, la transgresión a la tolerancia de 0.90 por Factor de Potencia inductivo en las cargas conectadas al Sistema de Transporte.

5.12.5 Servicio Técnico

La calidad de transporte se mide en función de la disponibilidad de los equipos que conforman un sistema de transporte, la normativa establece límites para la cantidad y duración de indisponibilidades, el control de la Calidad de Servicio Técnico de transporte es efectuado en períodos anuales continuos en lo referente al Número de Salidas o Indisponibilidad Forzada y Duración total de la Indisponibilidad Forzada, para el caso de indisponibilidades programadas y los demás indicadores el período de control será mensual.

Dentro de la evaluación de Calidad del Servicio Técnico de transporte se realiza la calificación de los casos que los transportistas invoquen como causas de fuerza mayor, para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los

indicadores de la Calidad de Servicio Técnico, para indisponibilidades forzadas.

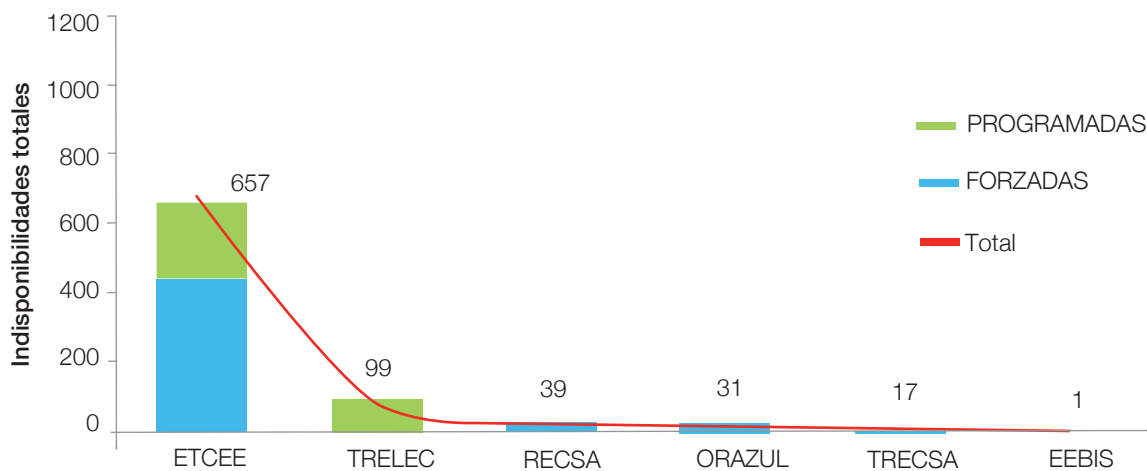
La Calidad del Servicio Técnico de transporte se determina con base al número de indisponibilidades y la duración de las mismas, los Transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transmisión de forma mensual de acuerdo a lo establecido en las NTCSTS, con la finalidad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

Los datos y gráficas del presente apartado fueron elaborados con base en la información que el AMM y los transportistas remiten mensualmente, los mismos pueden variar según los resultados de las acciones de revisión y auditoría, todos los gráficos siguientes consideran todas las indisponibilidades menores o mayores a 10 minutos de duración, cabe aclararse que únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos son objeto de sanción como lo establecen las NTCSTS.



Gráfica 29. Cantidad de Indisponibilidades de Transformadores

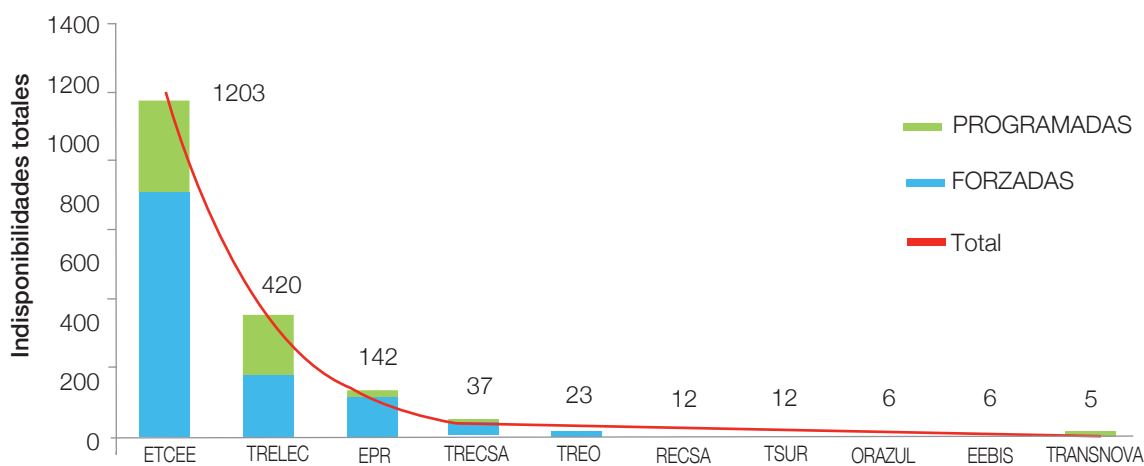
Indisponibilidades Forzadas-Programadas en Transformadores -Año 2017-



La gráfica anterior muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en transformadores en la red de transporte.

Gráfica 30. Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión

Indisponibilidades Forzadas-Programadas en Líneas de Transmisión -Año 2017-



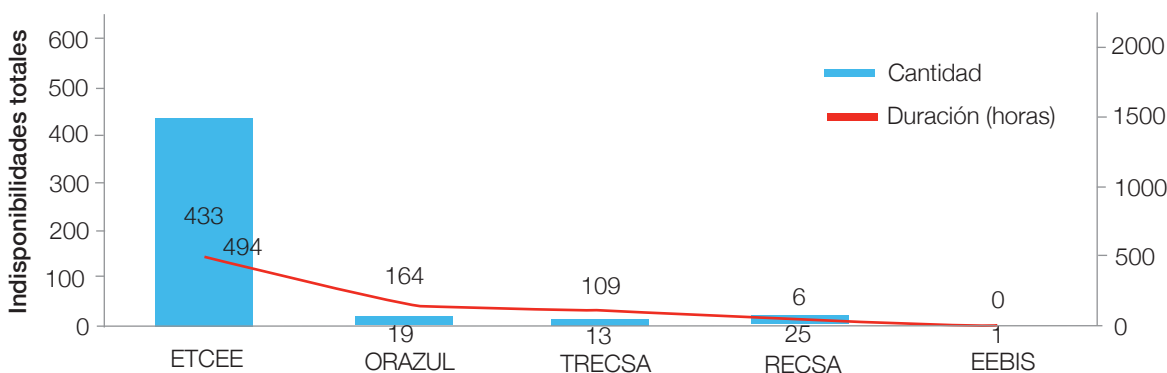
La gráfica anterior muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en líneas de transmisión en la red de transporte.

5.12.6 Indisponibilidades Forzadas

Todo equipamiento asociado al sistema de transporte que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada. Se efectuó el monitoreo de las Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión y transformadores durante 2016, se reportó un total de 599 indisponibilidades

en transformadores y 1,364 indisponibilidades en líneas de transmisión en el sistema de transporte (no se discriminan las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor); se observa que ETCEE cuenta con el mayor número de indisponibilidades, el origen de una indisponibilidad de transformador o de línea de transmisión puede ser ocasionado por la pérdida de elementos de transporte dada la topología de la red o la incidencia de otros agentes.

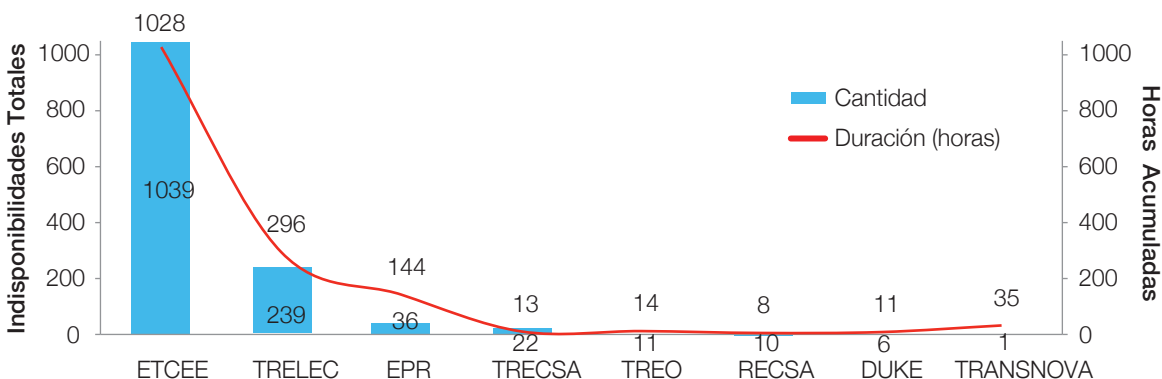
Gráfica 31. Indisponibilidades Forzadas en Transformadores -2017-



Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de Indisponibilidades Forzadas de Transformadores reportadas por los transportistas, la gráfica de

línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas de los transformadores.

Gráfica 32. Indisponibilidades Forzadas en Líneas de Transmisión -2016-



Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión reportadas por los transportistas, la

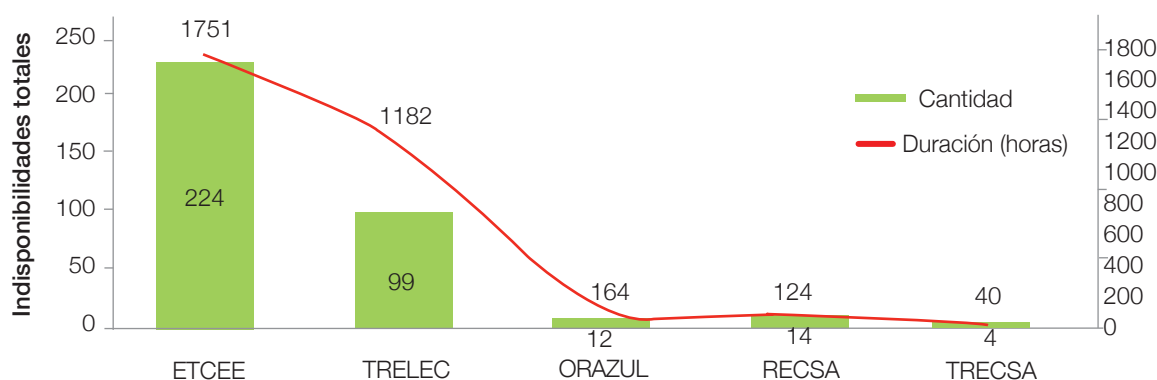
gráfica de línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas de las líneas de transmisión.

5.12.7 Indisponibilidades Programadas

Cuando una línea asociada al Sistema de Transporte se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados,

se considera que se encuentra en condición de indisponibilidad Programada.

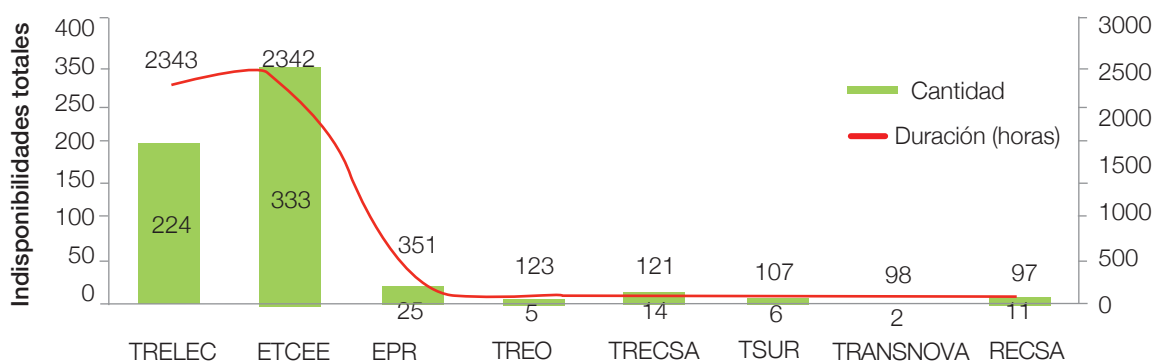
Gráfica 33. Indisponibilidades Programadas en Transformadores, y su duración -2017-



La gráfica anterior muestra el total de indisponibilidades programadas para el año 2017, que están relacionadas a los trabajos de mantenimiento a los transformadores realizados

por los Transportistas a la red de transporte, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad de Servicio Técnico del sistema de transporte.

Gráfica 34. Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión, y su duración -2017-



La gráfica anterior muestra el número de indisponibilidades programadas para el año 2017, que están relacionadas a los trabajos de mantenimiento a líneas de transmisión realizados por los Transportistas a la red de transporte, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma

indirecta en la mejora de la calidad de Servicio Técnico del sistema de transporte.

Los resultados presentados previamente muestran que los agentes Transportistas han efectuado acciones de mantenimiento en sus instalaciones,

la gráfica de barras muestra la cantidad de indisponibilidades programadas de líneas de transmisión, la gráfica de línea muestra la duración en horas por indisponibilidades programadas.

Es importante señalar que el dato presentado suma todas las horas en que los equipos estuvieron indisponibles, esto no implica que el sistema de transporte estuvo indisponible la cantidad de horas tabuladas, ya que la indisponibilidad de un transformador pudiese implicar la desconexión de otros elementos en distribución, pero esto no compromete en sí el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales si existe una red anillada en distribución.

5.13 Calidad del Servicio de Distribución

5.13.1 Calidad del Producto Técnico

La Calidad del Producto Técnico se relaciona con la calidad de onda de tensión de la energía eléctrica, esta onda no debe presentar perturbaciones o valores que excedan las tolerancias establecidas en la normativa. Con el objeto de garantizar una buena calidad del producto suministrado al usuario final, la CNEE efectúa el análisis y la verificación del cumplimiento de los índices de calidad, a efecto de incentivar el cumplimiento de tolerancias y la aplicación de indemnizaciones por la transgresión a los mismos.

La información contenida en el presente apartado, ha sido generada por los Distribuidores y trasladada a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de acuerdo a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de Distribución (Resolución CNEE-38-2003). Toda la información remitida está sujeta al resultado de los procesos de revisión y auditoría que la CNEE efectúa de acuerdo a sus facultades, pudiendo existir variaciones en los valores presentados.

5.13.2 Regulación de Tensión

El control del parámetro de regulación de tensión se realiza por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Energía Eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente entre los usuarios conectados a cada circuito de distribución, según el nivel de tensión de los usuarios, estas mediciones son realizadas por el distribuidor. La CNEE supervisa mensualmente la ejecución de una muestra de estas mediciones, con el objetivo de garantizar la integridad de la información.

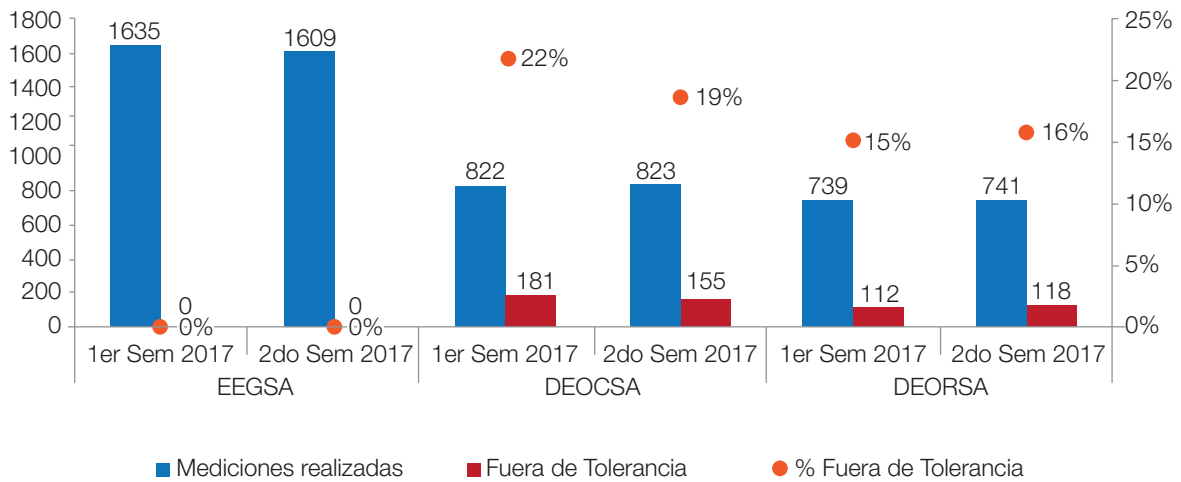
5.13.3 Indicadores Individuales

La CNEE evalúa y analiza cada una de las mediciones presentadas por el Distribuidor, para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios con servicio monofásico, dando como resultado para el año 2017:

Tabla 10. Mediciones realizadas.

	1er Semestre 2017		2do Semestre 2017	
	Mediciones realizadas	Mediciones fuera de tolerancia	Mediciones realizadas	Mediciones fuera de tolerancia
EEGSA	1635	0	1609	0
DEOCSA	822	181	823	155
DEORSA	739	112	741	118

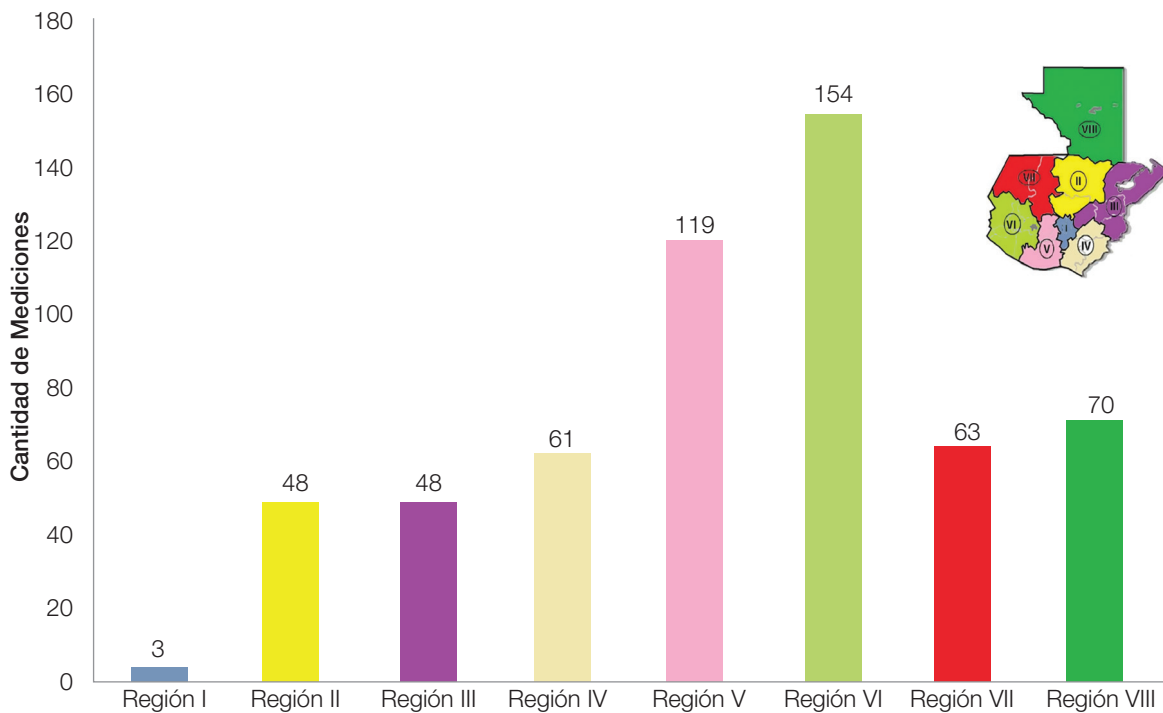
Gráfica 35. Mediciones Regulación de Tensión por Distribuidora, año 2017 (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)



La gráfica anterior muestra el número de mediciones realizadas por las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA

y DEORSA en cada uno de los semestres del año 2017.

Gráfica 36. Mediciones Fuera de Tolerancia durante el año 2017 - Regulación de Tensión



De la información presentada en la gráfica se determina que la región I es la región con menos mediciones fuera de tolerancia, las regiones V

y VI son las que registran un mayor número de mediciones fuera de tolerancia.

5.13.4 Mejora de Calidad de Producto Técnico

Actualmente las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA están realizando las acciones correspondientes para mejorar la calidad en los puntos que tienen problemas de mala regulación de tensión.

Las mediciones que transgreden tolerancias, se ubican en puntos de las redes de baja tensión, específicamente en los centros de transformación (estos se encuentran en los postes). Debido a que en estos puntos de medición de la Calidad del Producto Técnico de Baja Tensión es en donde se conecta la acometida del usuario sorteado, todos los usuarios conectados “aguas abajo” del punto donde se instala el equipo de medición resultan afectados con la mala calidad, así también los usuarios conectados “aguas arriba” podrían estar afectados. De manera que si se efectúan las correcciones correspondientes para mejorar la Calidad del Producto Técnico, los usuarios mencionados anteriormente resultarán beneficiados. La cuantificación de usuarios beneficiados con las correcciones realizadas se contabiliza en la siguiente tabla:

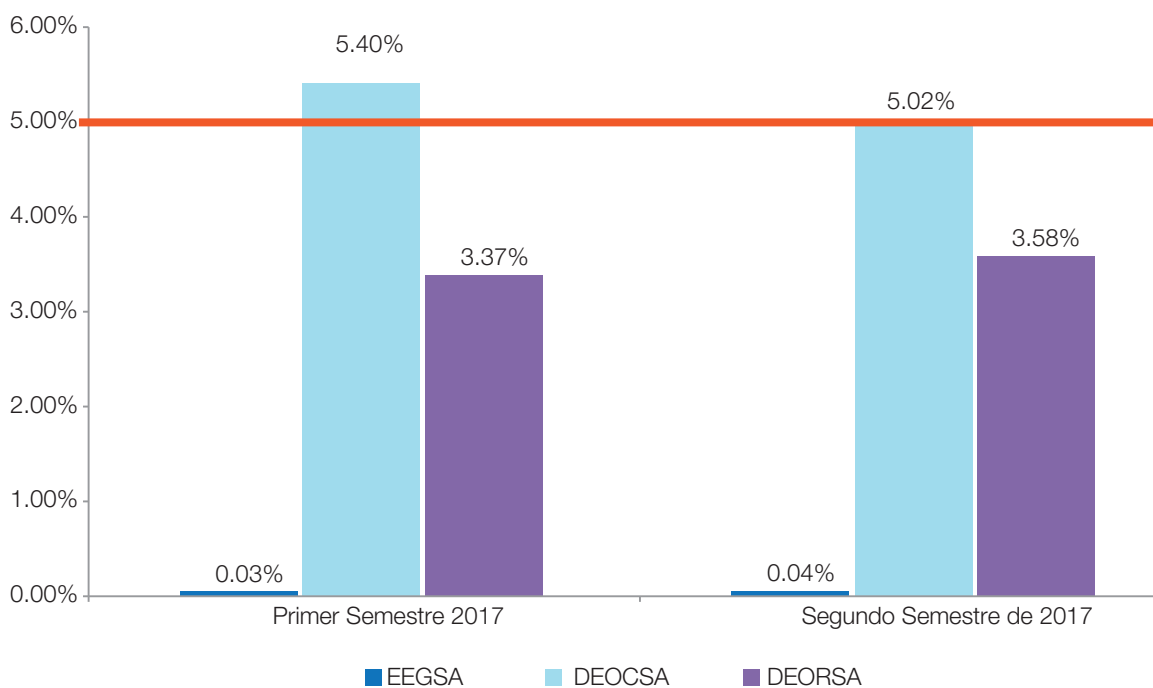
Tabla 11. Usuarios beneficiados

Distribuidora	Usuarios beneficiados
EEGSA	0
DEOCSA	9104
DEORSA	5532
TOTAL	14636

5.13.5 Indicadores Globales

Es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizar el cálculo de los indicadores globales de Calidad de Producto Técnico de Distribución, los mismos se realizan utilizando las fórmulas establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–. Sin embargo únicamente se establece la tolerancia para el FEBNoPER, y a continuación se presenta el resultado de dicho indicador para el primero y segundo semestres de 2017:

Gráfica 37. Indicador Global FEBNoPER año 2017



La tolerancia establecida en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD– para este indicador es del 5% (Línea en color naranja), en base a lo anterior se puede determinar si dicho indicador se encuentra dentro o fuera de tolerancia establecida. Para el año 2017 se observa que las distribuidoras EEGSA, y DEORSA no transgredieron la tolerancia para el indicador FEBNoPER, mientras que para este mismo año DEOCSA transgredió la tolerancia establecida para el primero y segundo semestres.

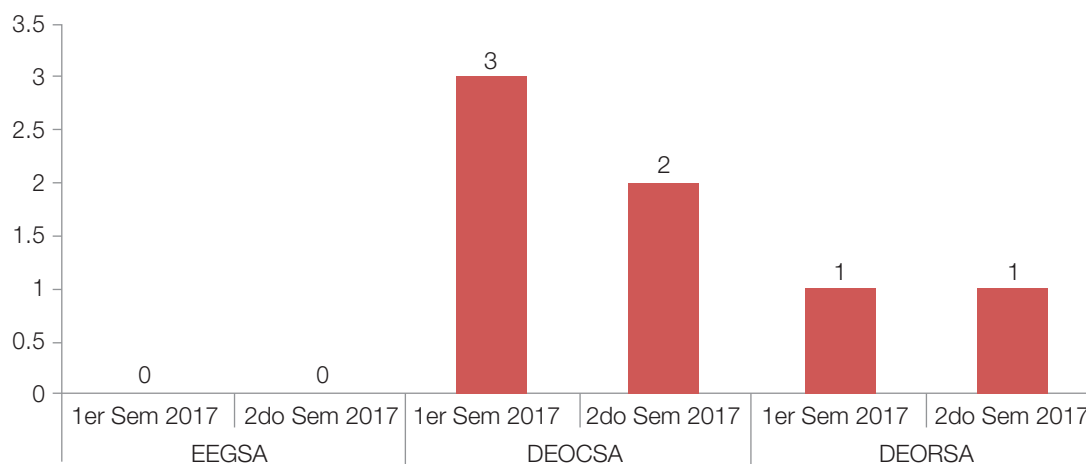
5.13.6 Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizó el cálculo de los indicadores individuales de Desbalance de tensión durante el año 2017, para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios con servicio trifásico.

Tabla 12. Mediciones que resultaron fuera de tolerancia

	Primer semestre 2017	Segundo semestre 2017
	Mediciones fuera de tolerancia	Mediciones fuera de tolerancia
EEGSA	0	0
DEOCSA	3	2
DEORSA	1	1

Gráfica 38. Mediciones con Desbalance de Tensión, año 2017 (fuera de tolerancia)



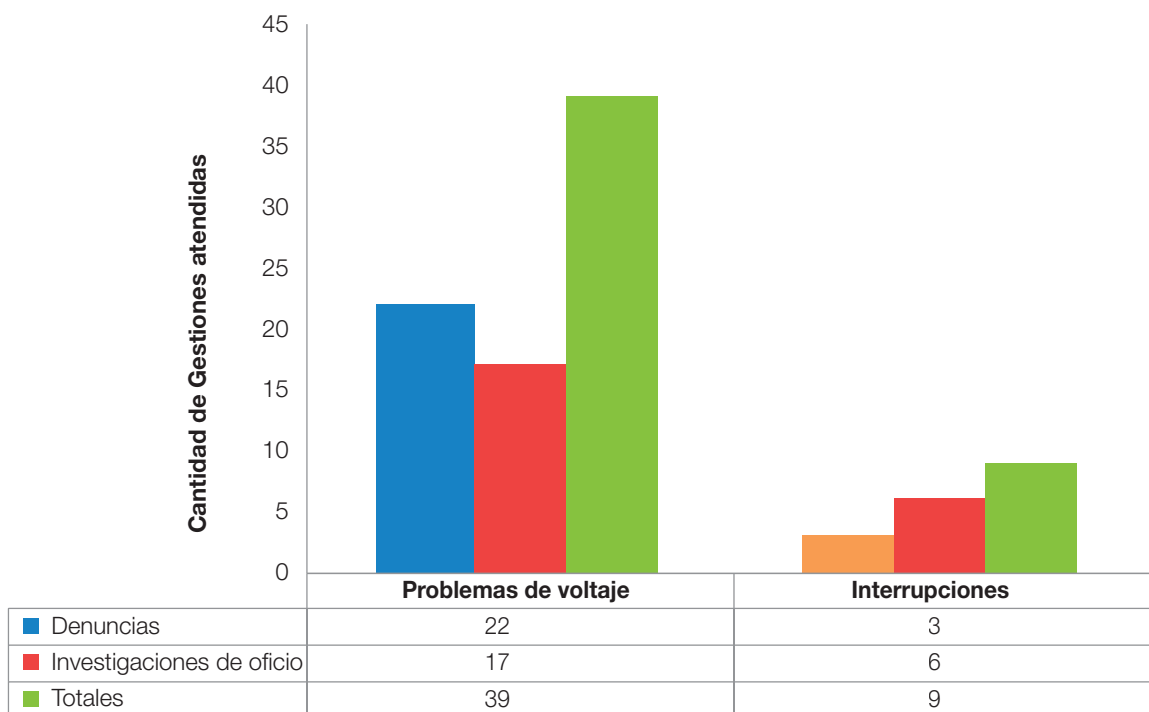
5.13.7 Investigaciones de oficio CNEE

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica velando por los derechos de los usuarios del servicio de distribución, efectúa diversas acciones ante los Distribuidores de energía eléctrica derivado de reclamos y/o denuncias que presentan los usuarios

a esta Comisión, con el objetivo de verificar el cumplimiento a los indicadores de Calidad de Servicio que se le brinda a los usuarios y para velar por dicho cumplimiento a los parámetros anteriormente indicados. A continuación se presenta a detalle las actividades efectuadas.

Gráfica 39. Expedientes iniciados para atender denuncias y reclamos por variaciones de voltaje e interrupciones.

Investigaciones tramitadas por Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el período 2017-2018



En total, se iniciaron 48 expedientes para atender las inconformidades de los usuarios respecto a los

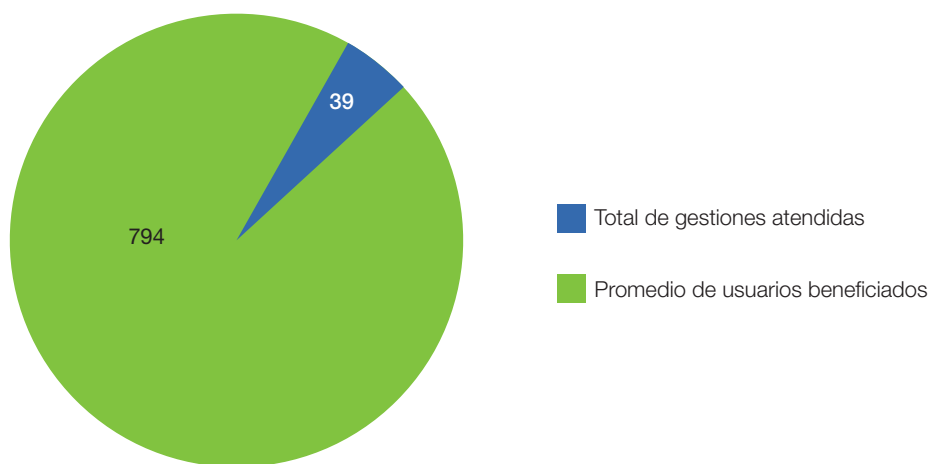
parámetros de regulación/desbalance de tensión y calidad de servicio técnico.

5.13.8 Usuarios beneficiados por corrección de mala calidad de voltaje

Derivado de las investigaciones iniciadas por esta Comisión y de los hallazgos encontrados, se ha ordenado a los Distribuidores realizar acciones en la red eléctrica de media y baja tensión para corregir los problemas de producto y servicio técnico, que afectan a los usuarios objeto de investigación. En la

gráfica se muestra un promedio de usuarios que han sido beneficiados debido a que los Distribuidores han instalado nuevos centros de transformación, o han ampliado la red eléctrica de media tensión, dicha mejora fue determinada tomando en cuenta que esta es percibida por todos los usuarios que están conectados a los centros de transformación que tenían problemas de voltaje.

Gráfica 40. Promedio de usuarios beneficiados con la corrección de problemas de voltaje.



5.13.9 Calidad del Servicio Técnico

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

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

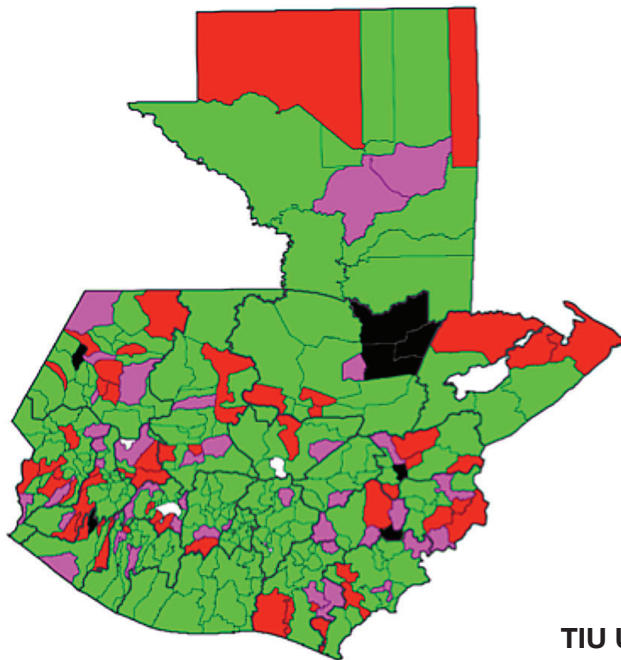
Para efectos de indemnización no se deben considerar las interrupciones relacionadas con

causa de fuerza mayor, por lo que semestralmente se efectúa la evaluación de los casos que son invocados por los distribuidores.

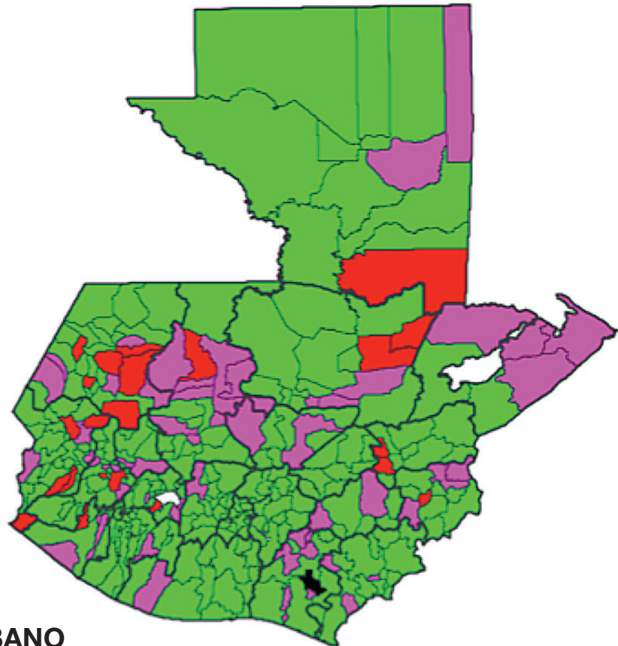
5.13.10 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

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

Mapa 1. TIU Urbano, primer semestre 2017



Mapa 2. TIU Urbano, segundo semestre 2017



TIU URBANO

Duración Horas

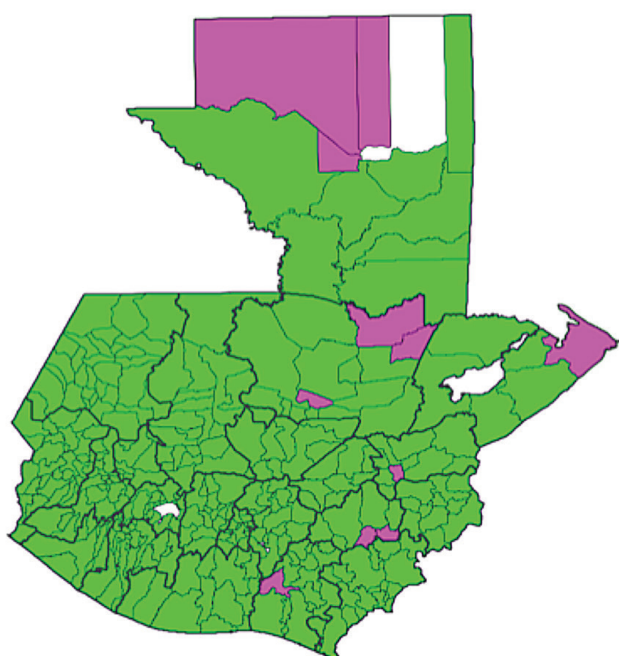


5.13.11 Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

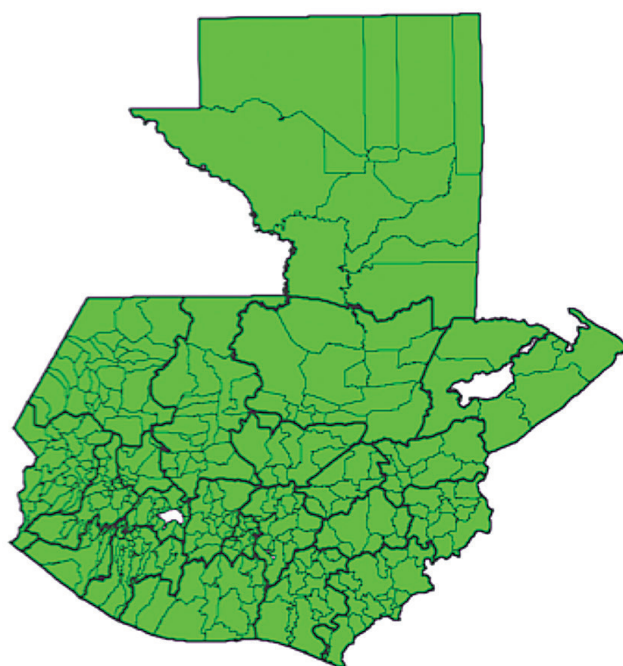
La frecuencia de interrupción por usuario se refiere a la cantidad de interrupciones que durante un semestre puede tener un usuario. Los mapas presentados reflejan el promedio por municipio de la

frecuencia de interrupciones por usuario, mediante estos mapas es posible observar de forma general la calidad del servicio en cada municipio. Las interrupciones presentadas únicamente son las atribuibles a los sistemas de distribución, es decir que no incluyen las interrupciones calificadas como causa de fuerza mayor.

Mapa 3. FIU Urbano, primer semestre 2017

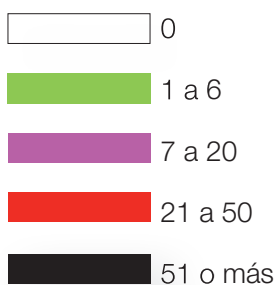


Mapa 4. FIU Urbano, segundo semestre 2017



FIU URBANO

Cantidad interrupciones





5.13.12 Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor

La calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales:

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
- Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

5.13.13 Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

La frecuencia media de interrupción por kVA representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

5.13.14 Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

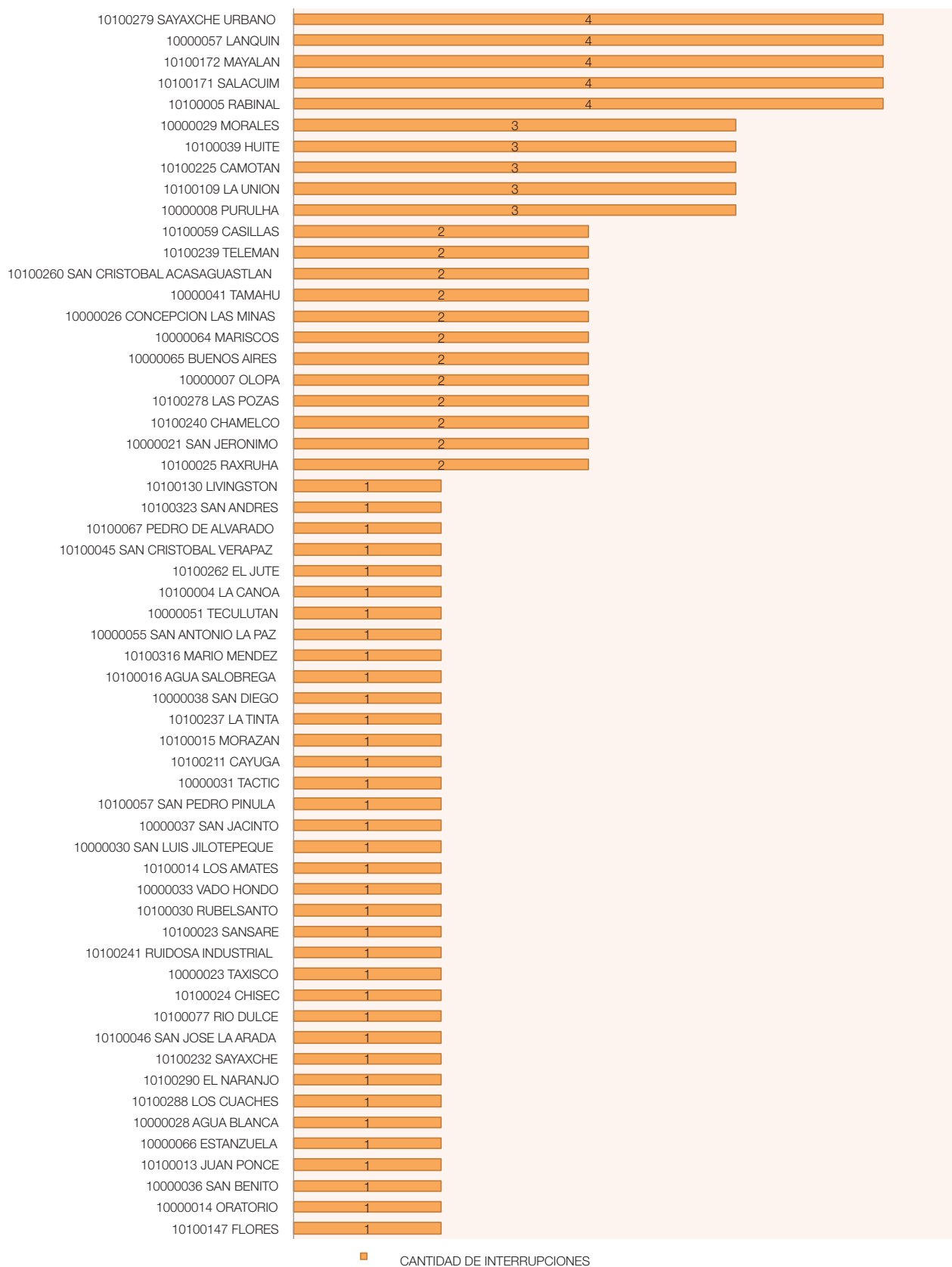
El tiempo total de interrupción por kVA representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

5.13.15 Fallas de Larga Duración

Durante el año 2017, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, obtuvo los registros graficados a continuación, en los cuales se observa un incremento de interrupciones de larga duración en los meses de mayo a agosto en la red de DEORSA, afectando drásticamente a los usuarios regulados y conectados a dicha red. Así mismo, puede observarse la variación de la presencia de fallas de larga duración en la red de DEOCSA, con una desviación de 2.78 interrupciones superiores a 48 horas respecto de la media de los registros obtenidos. En cuanto a DEORSA, se observa la recurrente presencia de interrupciones en la red, con una desviación de 7.62 interrupciones de larga duración respecto de la media de los datos presentados.

A continuación se presentan los departamentos más afectados por las fallas de larga duración:

Gráfica 41. Fallas Superiores a 48 horas durante el año 2017

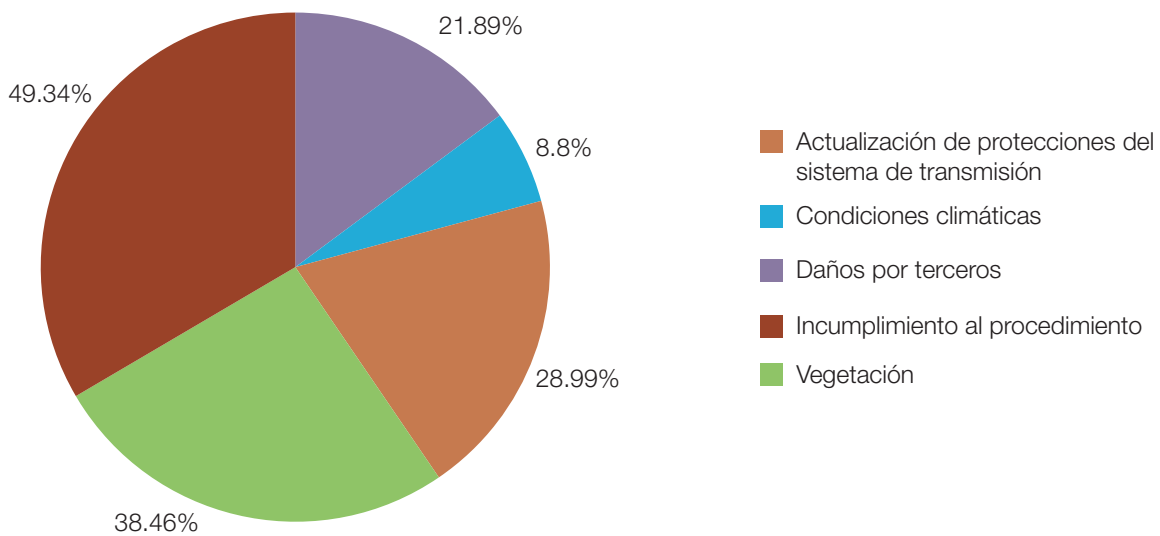


5.13.16 Causas de interrupciones que invocaron Fuerza Mayor

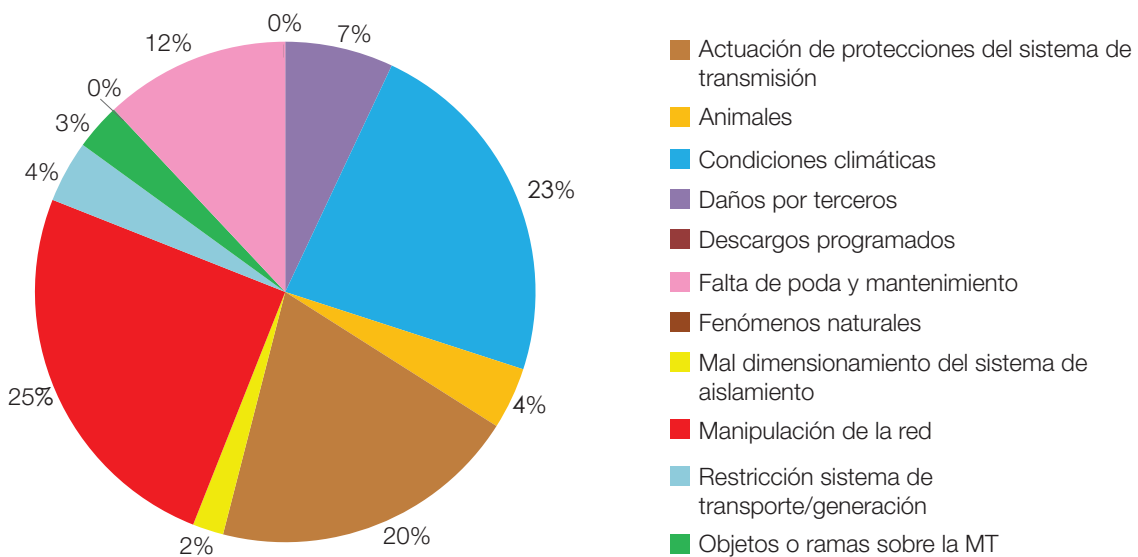
De conformidad con la Ley General de Electricidad, su reglamento y las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, se realizó la evaluación de interrupciones

solicitadas por causa de Fuerza Mayor, logrando establecer los porcentajes que rigen las causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

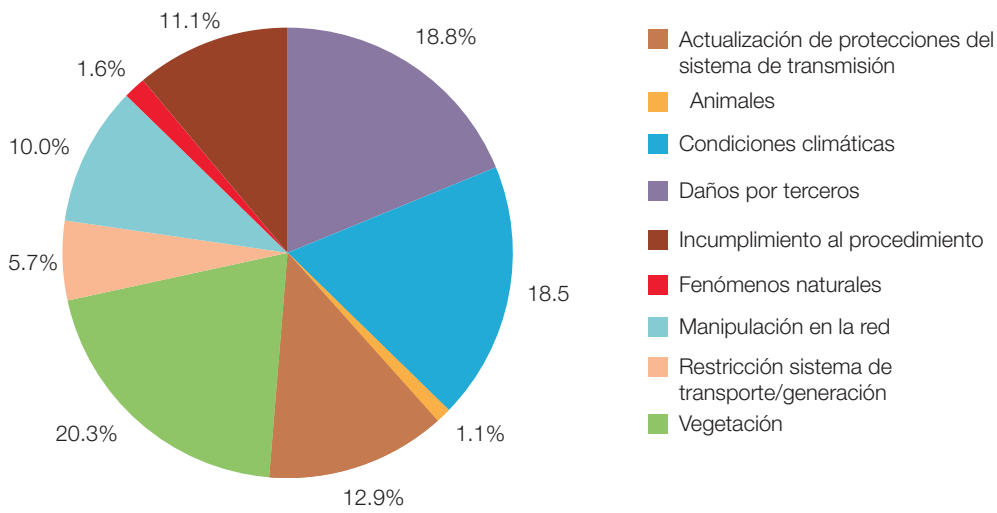
Gráfica 42. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – EEGSA 2017



Gráfica 43. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – DEOCSA 2017



Gráfica 44. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – DEORSA 2017

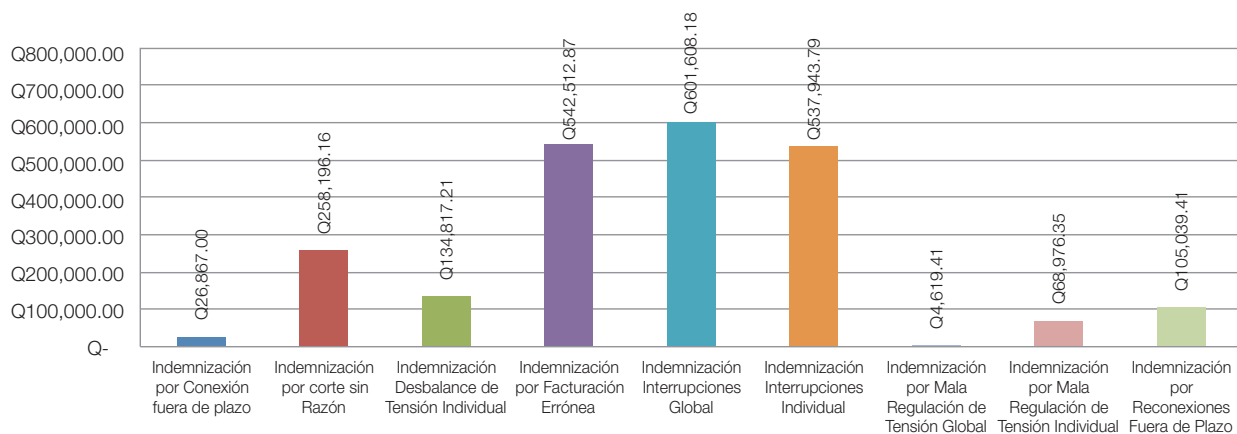


Estadísticas de Fiscalización

Tabla 13. Indemnizaciones verificadas Mayo 2017 - Mayo 2018

Tipo de Incumplimiento	EEGSA		DEOCSA		DEORSA		TOTAL
	Cantidad	Indemnización	Cantidad	Indemnización	Cantidad	Indemnización	
Indemnización por Conexión fuera de plazo					2	Q26,867.00	Q26,867.00
Indemnización por corte sin Razón			416	Q50,771.28	968	Q207,424.88	Q258,196.16
Indemnización Desbalance de Tensión Individual			14	Q4,052.55	9	Q130,764.66	Q134,817.21
Indemnización por Facturación Errónea	670	Q86,006.89	932	Q239,014.59	1,468	Q217,491.39	Q542,512.87
Indemnización Interrupciones Global			579	Q883.14	329,610	Q600,725.04	Q601,608.18
Indemnización Interrupciones Individual			2	Q3.58	68,897	Q537,940.21	Q537,943.79
Indemnización por Mala Regulación de Tensión Global					569	Q4,619.41	Q4,619.41
Indemnización por Mala Regulación de Tensión Individual			395	Q37,989.78	249	Q30,986.57	Q68,976.35
Indemnización por Reconexiones Fuera de Plazo	343	Q24,123.01	1,707	Q17,370.21	4,457	Q63,546.19	Q105,039.41
Totales	1,013	Q110,129.90	4,045	Q350,085.13	406,229	Q1,820,365.35	Q2,280,580.38

Gráfica 45. Indemnizaciones verificadas mayo 2017- mayo 2018

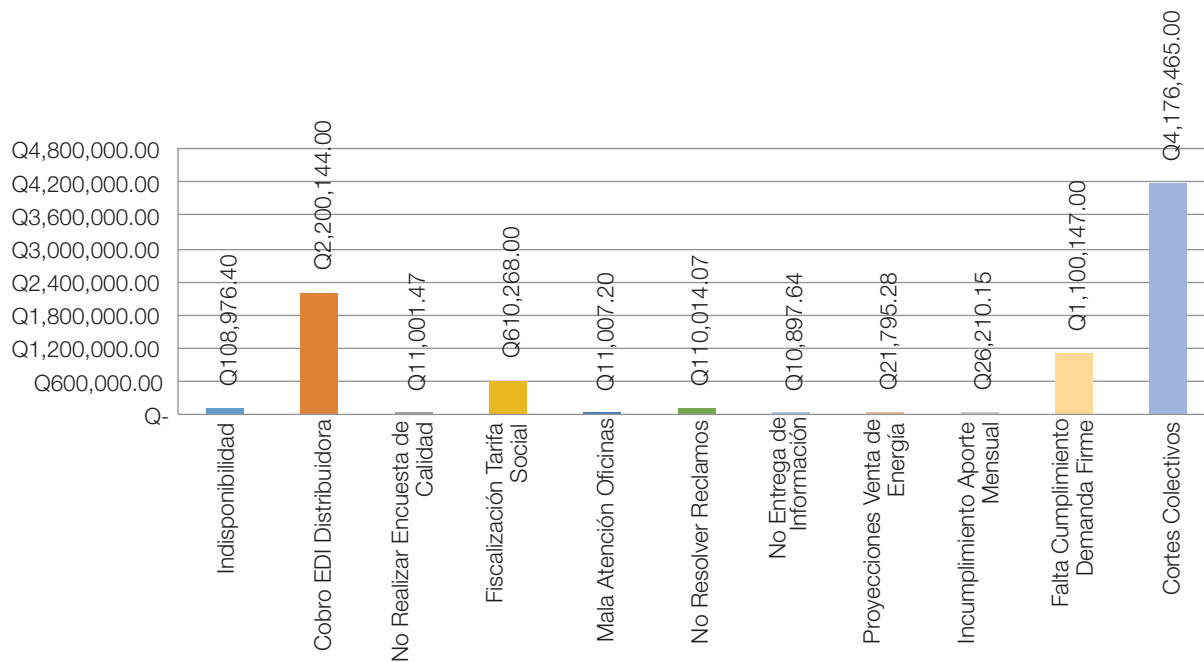


Fuente: Gerencia Fiscalización CNEE

Tabla 14. Sanciones impuestas Mayo 2017 - Mayo 2018

Motivo	Monto Sanción
Indisponibilidad	Q 108,976.40
Cobro EDI Distribuidora	Q 2,200,144.00
No Realizar Encuesta de Calidad	Q 11,001.47
Fiscalización Tarifa Social	Q 610,268.00
Mala Atención Oficinas	Q 11,007.20
No Resolver Reclamos	Q 110,014.07
No Entrega de Información	Q 10,897.64
Proyecciones Venta de Energía	Q 21,795.28
Incumplimiento Aporte Mensual	Q 26,210.15
Falta Cumplimiento Demanda Firme	Q 1,100,147.00
Cortes Colectivos	Q 4,176,465.00
Total:	Q 8,386,926.21

Gráfica 46. Sanciones impuestas mayo 2017 - mayo 2018



Fuente: Gerencia Fiscalización y Normas

Asuntos Jurídicos



Equipo de la Gerencia Juridica



Licenciado David Herrera
Licenciada Krista Flores
Licenciada Sheyla Sandoval
Licenciada Michelle Ramírez
Licenciada Lesly García

Licenciada Maria Isabel Avalos
Estudiante Shandy García
Estudiante Yesenia Lemus
Estudiante Helga Ortiz

6 Asuntos Jurídicos

Dentro de su mandato legal, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debe ajustar sus actuaciones a los principios y criterios establecidos en toda la normativa regulatoria con la finalidad de cumplir las funciones que le son otorgadas por la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos, motivo por el cual, lleva a cabo todas las gestiones necesarias dentro del ámbito jurídico para proteger los intereses de la institución, cuidando en todo momento mantenerse dentro de los parámetros legales establecidos en el marco legal guatemalteco.

La acción jurídica de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se realiza por medio de procesos y mecanismos tanto internos como externos en los

que se observan en todo momento el respeto a los principios generales de la administración pública y del derecho en general, para salvaguardar los intereses de la institución, con la firme convicción de defender legalmente el marco regulatorio y verificar que todas las actuaciones que realiza la institución se encuentren revestidas de legitimidad y legalidad, justicia, equidad y eficiencia.

Para desarrollar todas las actividades propias del mandato legal de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se establecen tres aspectos o grandes temas, que se pueden agrupar de la siguiente manera:

6.1 Gestión de expedientes administrativos

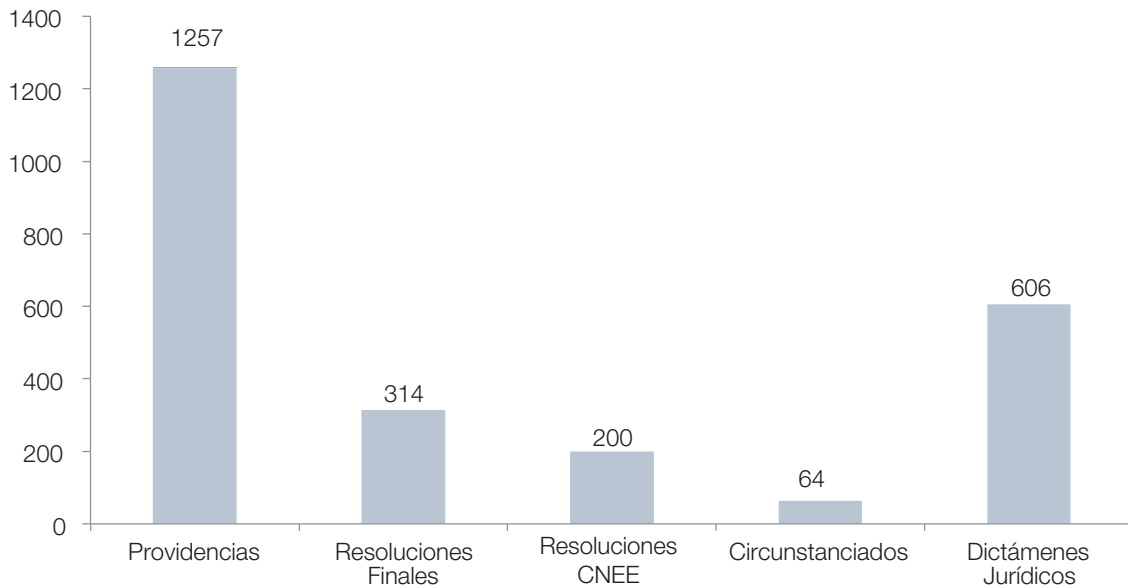
La doctrina define al procedimiento administrativo como una demostración material y jurídica de la manera como se ejercen las funciones públicas, registrando el modo como los funcionarios desarrollan sus atribuciones; por lo que se puede establecer que el procedimiento administrativo es el medio que utiliza administración pública para cumplir sus funciones. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, ha tramitado cada expediente administrativo velando por el cumplimiento de la finalidad del acto procedimental, cuidando que toda actuación administrativa se emita respetando el procedimiento legal correspondiente

y velando por el cumplimiento de los principios de la administración pública y las garantías constitucionales del debido proceso, derecho de defensa y legalidad.

Cabe indicar que cada expediente trabajado, conlleva su análisis, investigación, recopilación de información, asesoría y elaboración de distintos documentos acordes al requerimiento formulado.

En ese sentido, se ilustran por medio de las siguientes gráficas las distintas actuaciones jurídicas, llevadas a cabo por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica:

Gráfica 47. Documentos trabajados por la Gerencia Jurídica. Mayo 2017 - marzo 2018

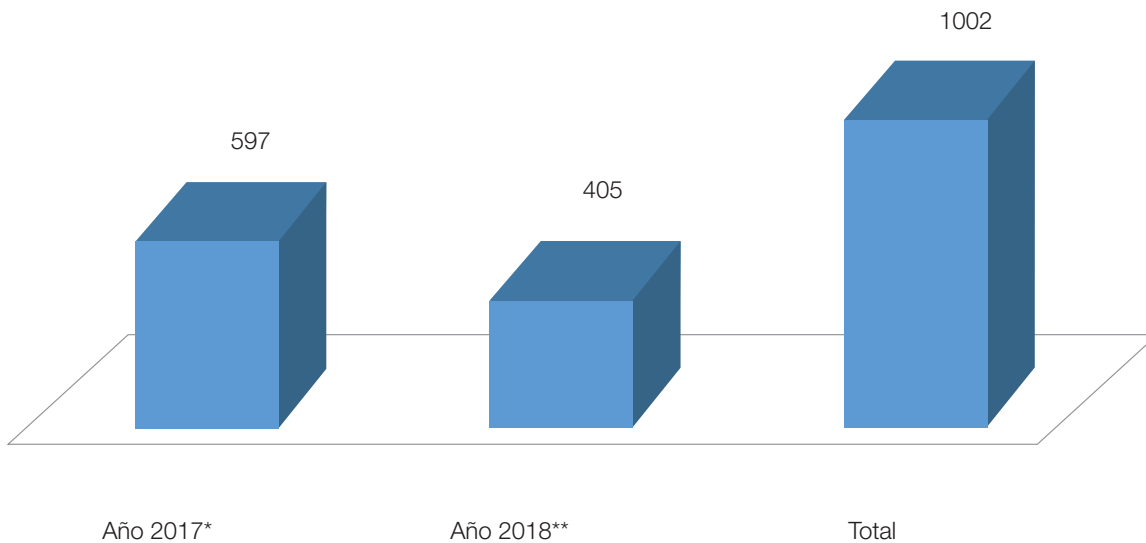


En cuanto la gestión que se dio de expedientes, la Gerencia Jurídica gestionó los expedientes, los cuales están relacionados con las distintas actividades que por mandato legal le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica llevar a cabo; ya sea, porque tienen que ver con un tema propio de alguna de las distintas gerencias que conforman la institución o bien porque fueron

promovidos por denuncias o solicitudes varias presentadas por personas o entidades interesadas; así mismo, se gestionaron distintos procedimientos de investigaciones de oficio y procedimientos sancionatorios.

Para el periodo de mayo 2017 a marzo 2018 fueron resueltos 1,002 expedientes.

Gráfica 48. Expedientes Finalizados por la Gerencia Jurídica. Mayo 2017 - marzo 2018



6.2 Gestión de expedientes judiciales

Como se determinó anteriormente, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cumplir y hacer que terceros cumplan la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, por lo que para lograr el efectivo cumplimiento de las resoluciones emitidas por la Comisión, se gestionan procesos judiciales dentro de los cuales la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es parte, o bien, ha sido llamada como tercera interesada, tanto en los que se han promovido en contra de la institución, como en aquellas que la institución inicia en contra de distintos Agentes.

Con la finalidad de tener una mejor perspectiva y entendimiento de las actividades judiciales llevadas a cabo por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a continuación, se establecen de manera gráfica las mismas, para facilitar su comprensión, comparación y análisis respectivo.

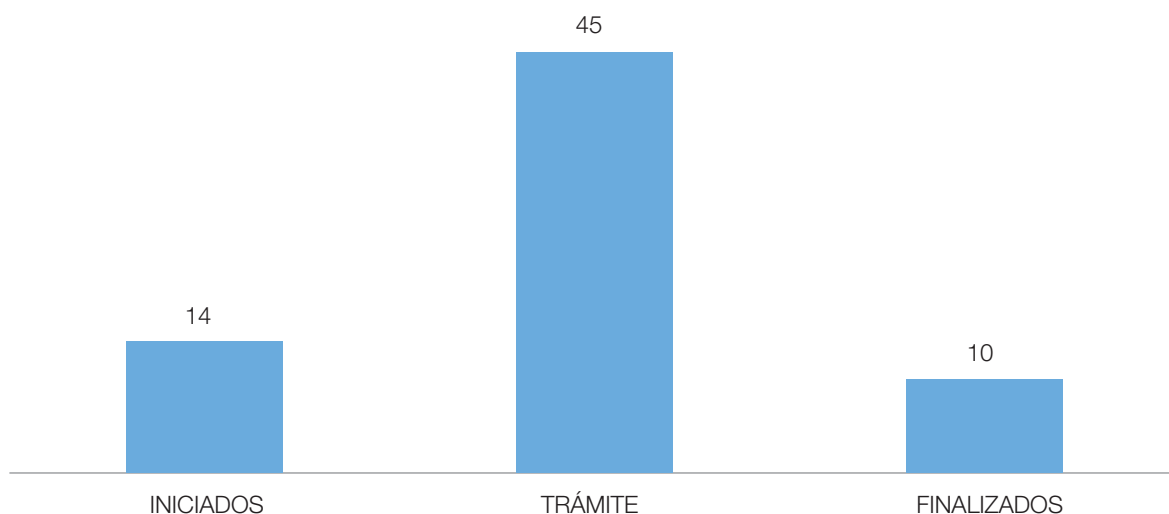
6.3 Gestión de Amparos

De conformidad con lo estipulado en el artículo 8 de la Ley de Amparo Exhibición Personal y de Constitucionalidad, el Amparo es una institución que protege a las personas contra las amenazas de violaciones a sus derechos y restaura el imperio de los mismos cuando la violación hubiere ocurrido. Dicha ley preceptúa que el mismo procederá siempre que los actos, resoluciones, disposiciones y leyes de autoridad lleven implícitos una amenaza, restricción o violación a los derechos que la Constitución y las leyes garantizan.

En Guatemala, la procedencia del amparo es bastante amplia al permitirse que se promuevan contra las leyes, disposiciones, resoluciones y actos de autoridad que lesionen derechos constitucionales reconocidos, puesto que no hay ámbito que no sea susceptible de amparo.

En el periodo de febrero 2017 a febrero de 2018 se registran los siguientes datos en cuanto a amparos tramitados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica:

Gráfica 49. Amparos trabajados por la Gerencia Jurídica. Febrero 2017 - febrero 2018



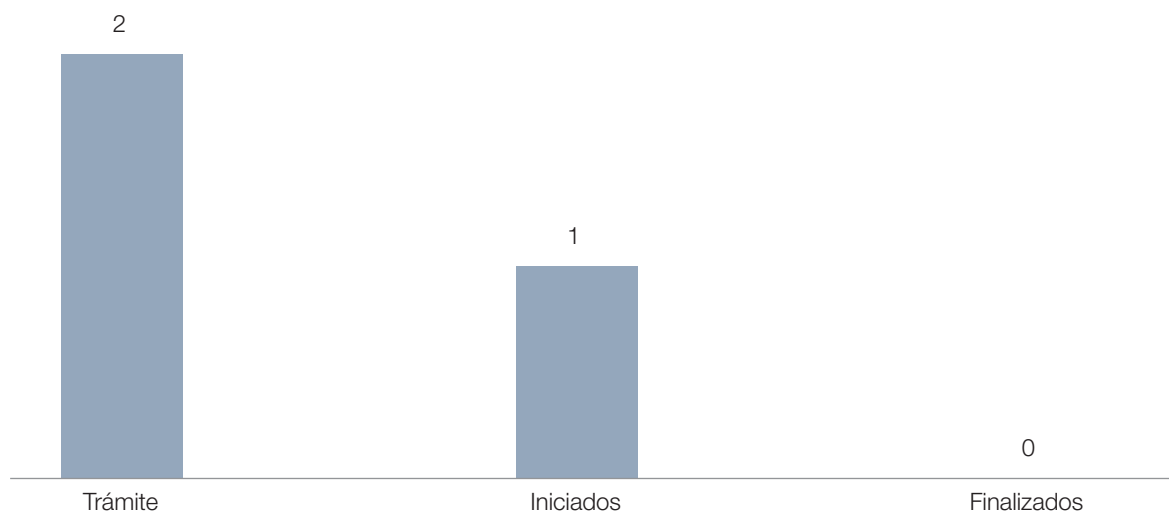
Por otro lado, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como institución del Estado, sujeta su actuar a los principios generales del derecho Administrativo; de esa cuenta, las resoluciones que emite la Comisión están debidamente fundamentadas y motivadas, garantizando el derecho de defensa y debido proceso que deben regir en la administración pública y en total concordancia con los derechos y garantías constitucionales. Prueba de ello es que de los 45 amparos que se encuentran en trámite, únicamente 14 de ellos son promovidos en contra de actos emitidos por la Comisión, y en 31 amparos, la

Comisión interviene en ellos en su calidad de tercero interesado.

6.4 Inconstitucionalidades

En la Comisión se diligencian inconstitucionalidades que han sido interpuestas en contra de disposiciones legales como la Ley General de Electricidad, Reglamento de la Ley y disposiciones de carácter general que han sido emitidas por la Comisión en el debido uso de su facultad normativa. De la misma manera interviene cuando se le confiere audiencia como tercero interesado a solicitud del interponente de la acción por considerarse temas relacionados con el subsector eléctrico.

Gráfica 50. Inconstitucionalidades trabajadas por la Gerencia Jurídica. Febrero 2017 - febrero 2018

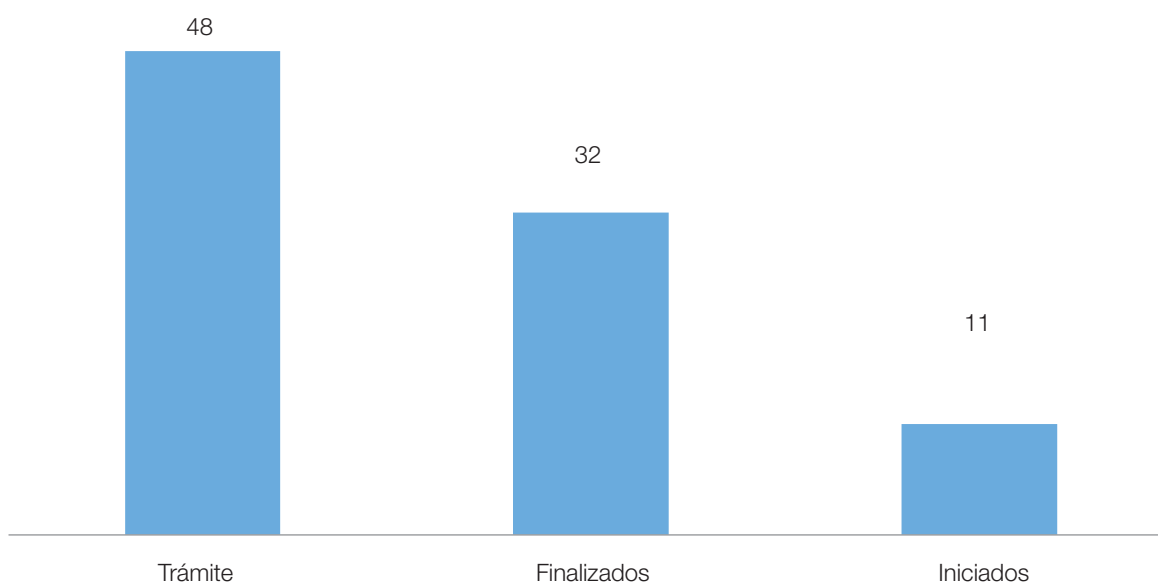


6.5 Procesos Económico Coactivos

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones las de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores. Esta sanción se traduce en una multa, su determinación está establecida por la Ley General de Electricidad, la cual también regula que las resoluciones servirán de título ejecutivo. Previo a proceder por la vía judicial correspondiente, se hace un requerimiento de cobro extrajudicial, esperando que el ente multado proceda de buena

fe a hacer efectivo el pago. Una vez culminado el proceso administrativo y verificado que la resolución emitida se encuentra firme, es decir ya no tiene impugnación pendiente, la Comisión actúa en su calidad de parte ejecutante a requerir el pago de la multa impuesta al infractor, y si la repuesta es desfavorable, se procede a plantear demanda en la vía del juicio económico-coactivo ante juez de primera instancia competente, quien resolverá en definitiva.

Gráfica 51. Economicos coactivos trabajados por la Gerencia Jurídica. Febrero 2017 -2018

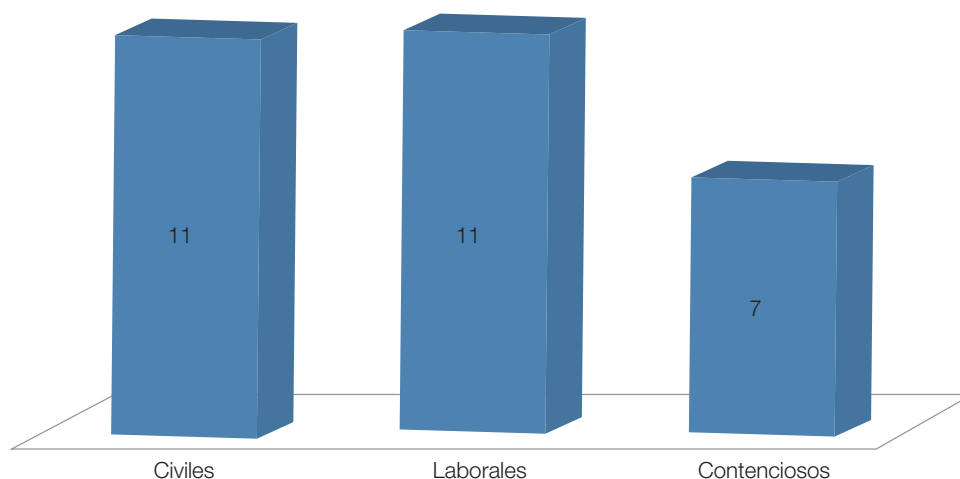


6.6 Otros Procesos

La Gerencia Jurídica es la encargada de velar por que las actuaciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cumpla con la normativa vigente en general, asimismo analiza las estrategias de la

defensa de los intereses legales de la institución en los procesos que se le entablen en su contra. De esa cuenta también se gestionan diversos expedientes tal y como a continuación se detalla.

Gráfica 52. Otros Procesos de Gerencia Jurídica



6.7 Acciones de apoyo a la Fiscalía Especial para Atender Casos sobre Delitos cometidos por Hurto de Energía Eléctrica

Luego de múltiples reuniones de alto nivel, derivadas del incremento de la conflictividad social por la comisión de delitos relacionados directamente con el servicio de energía eléctrica; a partir de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a solicitud del Ministerio Público, a través de la Fiscalía Especial para Atender Casos sobre Delitos cometidos por

Hurto de Energía Eléctrica, ha brindado el apoyo en requerimientos de información que dicha dependencia ha solicitado, tales como informes y dictámenes técnicos, inspecciones y práctica de peritajes, necesarios dentro de la investigación que dicho Ministerio realiza en cada expediente que documenta el trámite de denuncias relacionadas con hurto de energía eléctrica a nivel nacional.

**Fortalecimiento
Institucional
y Asuntos
Administrativos**



Equipo Administrativo



Licenciada Lucrecia Fernández
Licenciada Cristina Góngora
Licenciada Sylva Lone
Licenciada Liza Estrada
Licenciada Cindy Castillo
Técnico Informático Medardo Perdomo
Estudiante Patricia Benavides
Estudiante Eréndira Panaza
Estudiante Andrea Mayén

Estudiante Marissa Delgado
Ingeniero Sergio Velásquez
Ingeniero Jorge Rivera
Licenciado Edi Vélez
Perito Contador César Sian
Perito en Admón. Omar Gómez
Perito Contador Félix Jiménez
Perito Contador Luis López
Bachiller en computación Alan Gómez

Equipo de la Secretaría General



Licenciada Ingrid Martinez
Estudiante Yoselyn Montenegro
Estudiante Aurora Morales
Estudiante Miguel Catalán
Jose Luis Joaquin

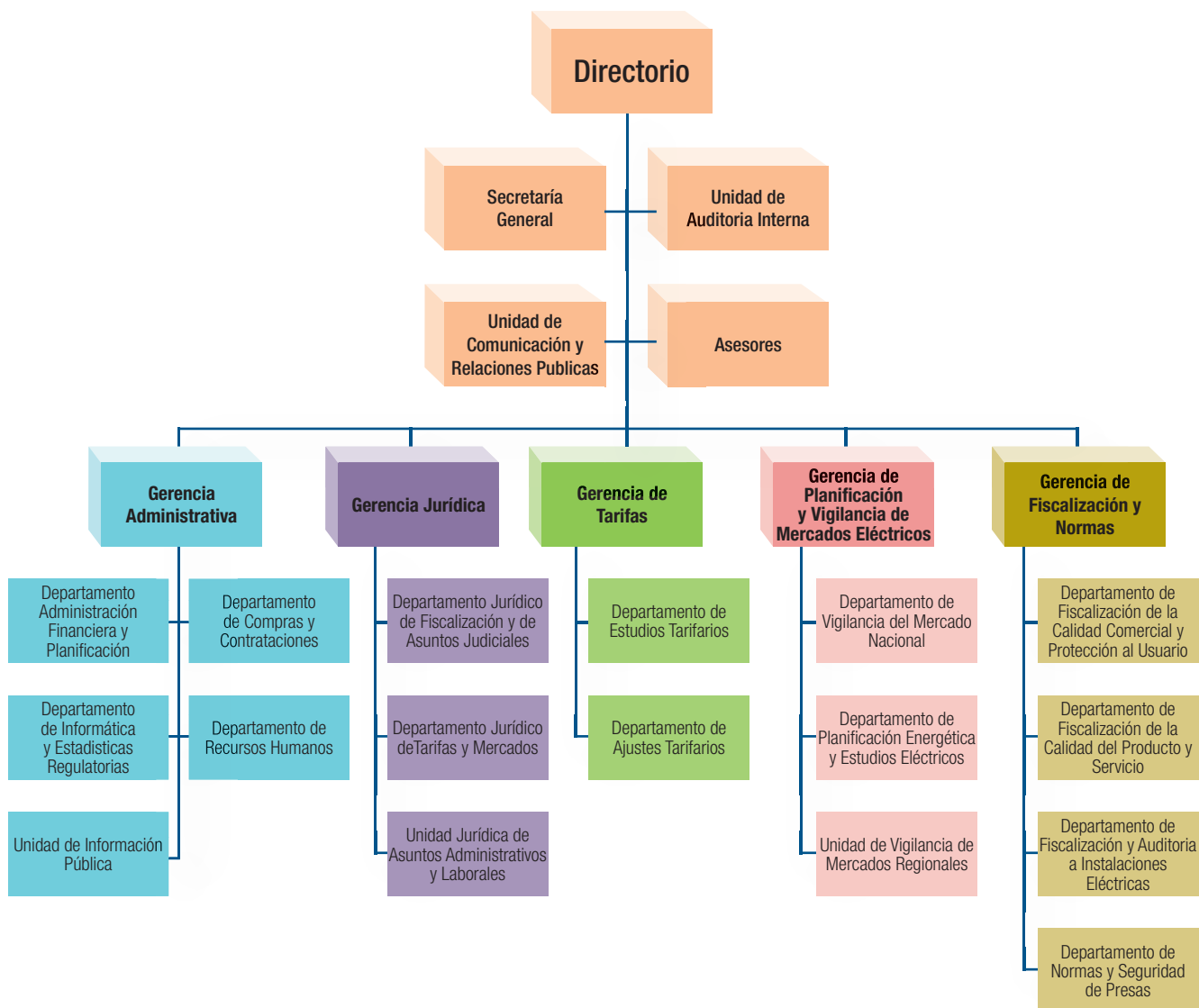
7 Fortalecimiento Institucional y Asuntos Administrativos

7.1 Actualización de la estructura organizacional de la CNEE

A partir del mes de enero de 2018, se actualizó la nueva estructura organizacional de la CNEE, lo cual tiene como propósito el mejor aprovechamiento de los recursos de la Comisión para el cumplimiento de

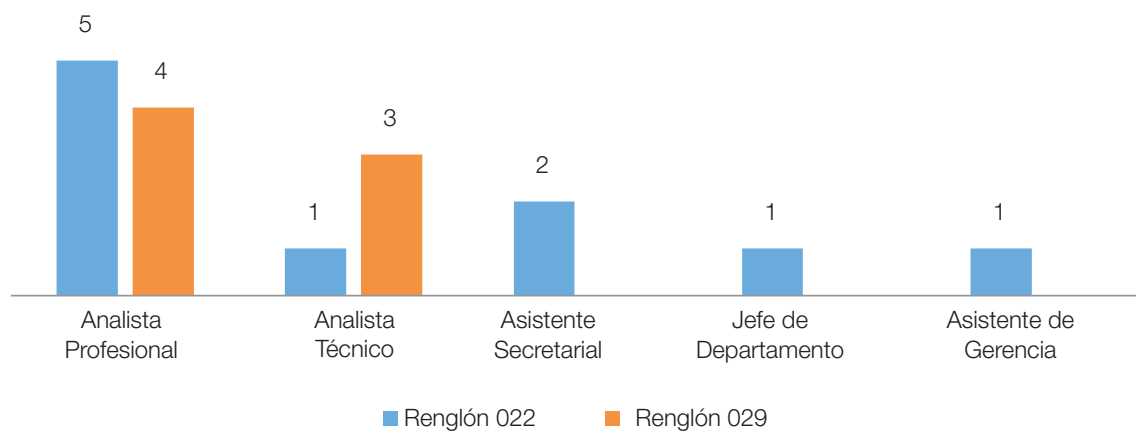
sus funciones y objetivos. Con dicha actualización se ha logrado una mejora en la coordinación interna, reducción de tiempos de gestión y mejora en la calidad de los servicios.

Nueva Estructura organizacional de la CNEE, a partir del 1 de enero de 2018



7.2 Gestión de Recursos Humanos

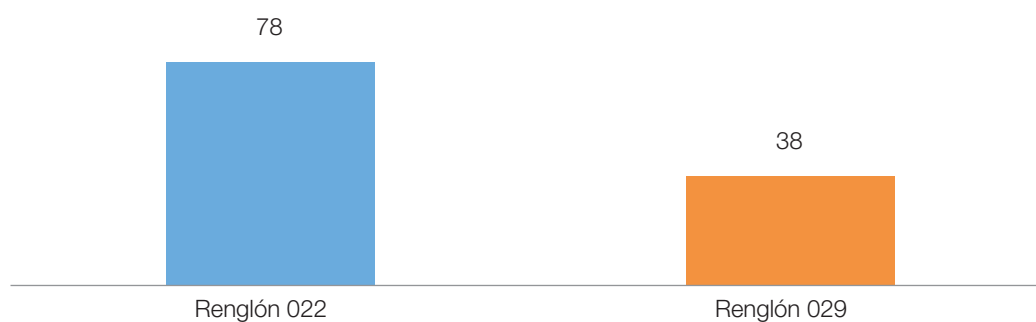
Gráfica 53. Contrataciones 2017



Durante el año 2017 se gestionaron procesos de selección y reclutamiento de 17 personas, con

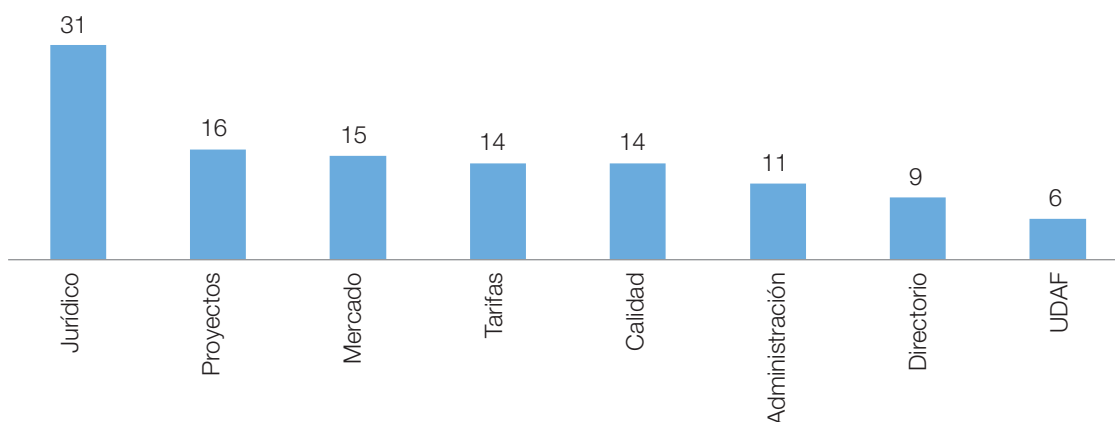
cargo a diferentes gerencias, tareas y renglones presupuestarios.

Gráfica 54. Contratos suscritos 2017



Durante el mismo periodo se elaboraron, y suscribieron 78 contratos con cargo al renglón 022 y 38 con cargo al renglón 029.

Gráfica 55. Personas por área que participaron en 35 eventos de capacitación, año 2017



La capacitación del personal es un elemento fundamental que contribuye significativamente a la

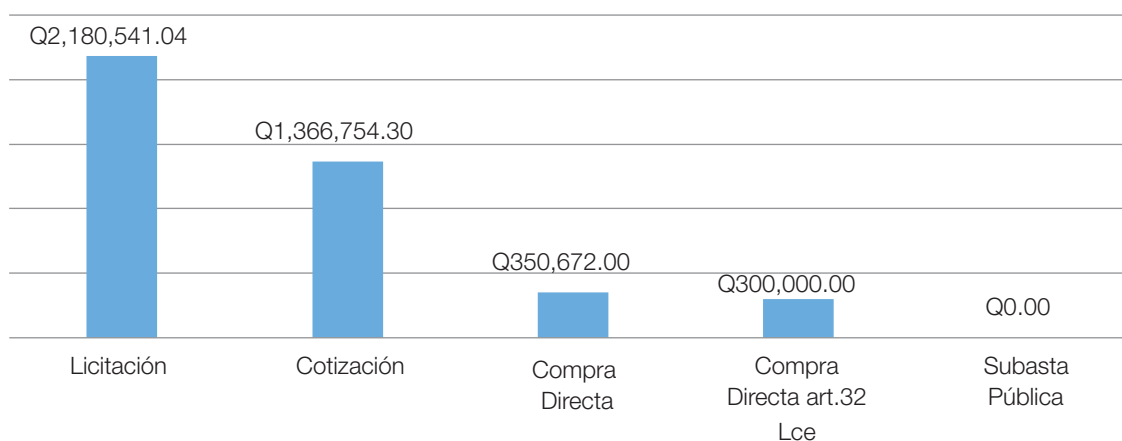
mejora continua y a la eficiencia de la Comisión. Durante el año 2017 personal de las diferentes gerencias y unidades de la CNEE participaron en 35 eventos de capacitación.

7.3 Gestión de Compras

Durante el año 2017, se realizaron varios procesos de compras en sus diferentes modalidades,

cumpliendo estrictamente con lo que establece la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento:

Gráfica 56. Monto Ejecutado



7.4 Unidad de Información Pública

En cumplimiento con la Ley de Acceso a la Información Pública, la Unidad de Información Pública de la Comisión atendió durante el año

2017, más de 60 solicitudes, las cuales fueron respondidas en forma positiva.

7.5 Gestión Presupuestaria y Financiera

Comisiones de Trabajo realizadas por personal de la CNEE durante el año 2017

Nacionales	Internacionales
281	18

Expedientes de Pago:

Acreeedores Locales	1,667
Acreeedores Internacionales	7
Impuestos	44
Nóminas	14
Liquidaciones Laborales	84
Total	1,816

Expedientes de Ingresos:

Facturas	235
Recibos	382
Total	617

Conciliaciones Bancarias

60

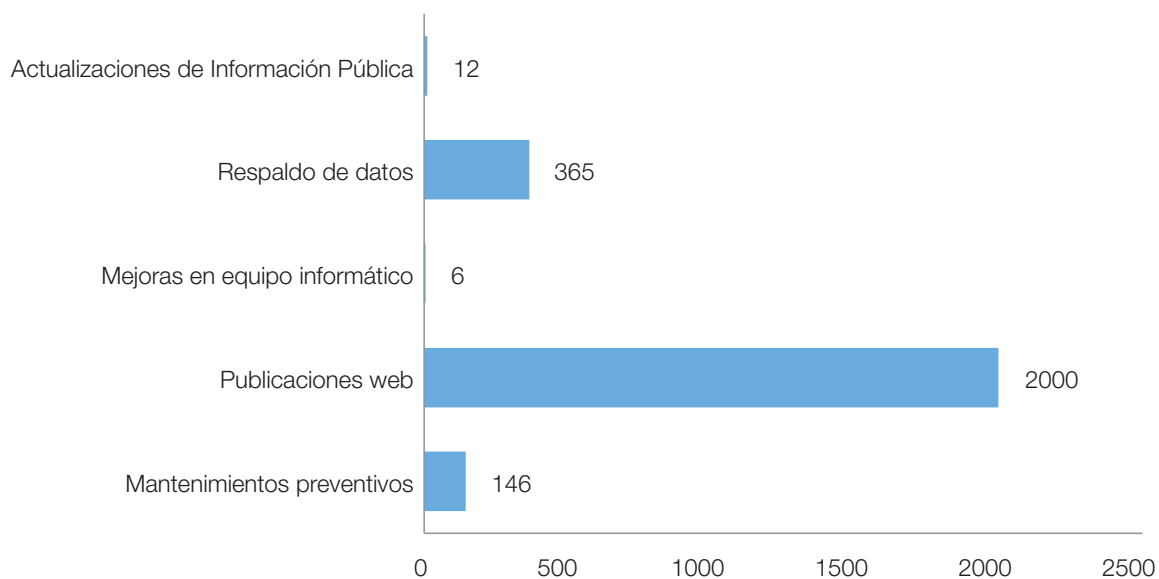
En la tabla anterior, puede observarse la cantidad de expedientes de pago, ingresos y conciliaciones bancarias efectuadas.

7.6 Operación del Sistema Informático

En la gráfica, se representan las principales actividades relacionadas con la gestión de la operación y mantenimiento del sistema informático, incluyendo continuas actualizaciones al portal WEB

de la Comisión, lo cual la ha convertido en una fuente de consulta obligada para los interesados y agentes del Subsector Eléctrico de Guatemala.

Gráfica 57. Operación y Mantenimiento del Sistema Informático





Álbum
Fotográfico



VOLTAJE LINEA VW



VOLTAJE ENTRANTE VW



VOLTAJE EXISTENTE VW



NIVEL ACCIDENTAL



FRECUENCIA ENTRANTE FM



SINCRONISMO SINCR



FRECUENCIA EXISTENTE FM



NIVEL CAMBIA LINEA DIRECT



NIVEL CAMBIA LINEA INVERSE



NIVEL DIRECT INVERSE



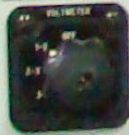
NIVEL ENCHUFE DIRECT



NIVEL ENCHUFE INVERSE



COMUTADOR VOLTAJE LINEA DVS



INTERRUPTOR DE LINEA EDU



RELE DE BLOQUEO TRAFICO 1 WOT



SELECTOR DE SINCRONIZACION S3



RELE DE BLOQUEO TRAFICO 2 DOP



PROTECCION DE LINEA





El 28 de mayo de 2017, tomaron posesión del cargo, los nuevos Directores de la Comisión, Ingeniero Julio Campos (Director), Ingeniero Minor López (Presidente), Ingeniero Miguel Santizo (Director)



Participantes en el curso de Smart Grids, impartido en diciembre de 2017 con el apoyo del Departamento de Estado de los Estados Unidos.



En el mes de septiembre de 2017, se recibió visita de los gerentes de las cooperativas eléctricas de la República de Costa Rica, a quienes se les brindó una charla sobre aspectos relevantes de la normativa y operación del Mercado Eléctrico de Guatemala y el Rol de la CNEE.



En el mes de septiembre de 2017, se realizó un desayuno para desarrollar un FODA sobre la Calidad del Servicio de Distribución.



Durante el mes de marzo de 2018, se realizó una actividad relacionada con el Día Internacional de la Mujer, con el objetivo de resaltar y fomentar los valores y principios de trabajo en la CNEE.



Curso de Planificación y SDDP, primera fase (Marzo 2018), con el apoyo del Departamento de Estado de los Estados Unidos.



Curso de Planificación y SDDP, segunda fase (Abril 2018), con el apoyo del Departamento de Estado de los Estados Unidos.



Curso de Planificación y SDDP, recibido por personal de la CNEE, con el apoyo del Departamento de Estado.



Visita conjunta con funcionarios de la Contraloría General de Cuentas a casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá





Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Equipo CNEE

4 Avenida 15-70 Zona 10
Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala
Teléfono (502) 2290-8000 - (502) 2290-8002

www.cnee.gob.gt
cnee@cnee.gob.gt