



*8 años*

*Regulando la electricidad para el desarrollo*



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

**Memoria de Labores**

Mayo 2004  
Mayo 2005



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
MEMORIA DE LABORES  
PERÍODO mayo 2004-mayo 2005

## *A PARTIR DE NOVIEMBRE DE 2004*

Presidente  
Licenciado José Toledo Ordóñez

Director  
Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos

Director  
Ingeniero César Augusto Fernández Fernández

## *DE 28 DE MAYO DE 2002 A NOVIEMBRE DE 2004*

Presidente  
Ingeniero Luis García Pinot

Director  
Ingeniero Elmer Rogelio Ruiz

Director  
Licenciado Edgar Humberto Navarro Castro

## *RESPONSABLES DE GERENCIAS:*

Gerente General:  
Ingeniero Sergio O. Velásquez M.

Gerente de Tarifas y Regulación  
Ingeniero Roberto Urdiales

Gerente de Normas y Control  
Ingeniero Jorge Pérez

Gerente de Asuntos Jurídicos  
Licenciado Luis Godoy

Gerente de Fiscalización  
Ingeniero Julio Bran

Gerente de Regulación de Mercado Eléctrico  
Ingeniero Juan Francisco Orozco

# CONTENIDO

## INTRODUCCIÓN

## CREACIÓN, INTEGRACIÓN Y FUNCIONES

### EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA GUATEMALTECO

TERCERA AUDITORÍA AL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA  
APROBACIÓN DE LA MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No 2,  
OFERTA FIRME DE LOS GENERADORES  
DISEÑO Y SEGUIMIENTO DE INDICADORES SECTORIALES  
SEGURIDAD DEL SUMINISTRO  
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA  
EVOLUCIÓN DE LA RESERVA  
EVOLUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DEL PARQUE GENERADOR  
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FIRME DIARIA DISPONIBLE Y LA DEMANDA MÁXIMA DIARIA  
RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN  
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE MERCADO  
EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE LOS SSCC  
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL  
TRANSACCIONES ECONÓMICAS

## TARIFAS Y CONEXOS

PRECALIFICACIÓN DE FIRMAS CONSULTORAS PARA LLEVAR A CABO ESTUDIOS DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD) Y ESTUDIOS TARIFARIOS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES  
EMISIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES DE QUETZALTENANGO, HUEHUETENANGO, SAN MARCOS, SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, JOYABAJ, GUALÁN, GUASTATOYA, JALAPA Y SAN PEDRO PINULA  
AJUSTES TRIMESTRALES  
ELABORACIÓN DE TÉRMINOS DE REFERENCIA Y APROBACION DE BASES DE LICITACIÓN PARA COMPRAS DE POTENCIA Y ENERGÍA  
DETERMINACIÓN DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL Y FORMULA DE AJUSTE  
ESTABLECIMIENTO DEL VALOR MÁXIMO DE APORTES REEMBOLSABLES

## NORMAS TÉCNICAS EMITIDAS Y FISCALIZACIÓN DE SU CUMPLIMIENTO

NORMAS TÉCNICAS EMITIDAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
NORMAS TÉCNICA EN PROCESO DE DESARROLLO  
NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN  
CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DEL DISTRIBUIDOR  
CALIDAD DE LA ATENCIÓN AL USUARIO  
ACTIVIDADES DE FISCALIZACIÓN DEL SERVICIO COMERCIAL, SERVICIO TÉCNICO Y DEL PRODUCTO SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
FISCALIZACIÓN SISTEMÁTICA DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
FISCALIZACIÓN DE LA ATENCIÓN DE RECLAMOS, QUEJAS Y DENUNCIAS SOBRE EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



## *INDICADORES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

*INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO*

### *ASISTENCIA TÉCNICA*

*ASISTENCIA TÉCNICA PARA EL FORTALECIMIENTO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES  
CAPACITACIÓN SOBRE MARCO REGULATORIO Y NORMAS DE CALIDAD BRINDADA A PERSONAL  
TÉCNICO DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ORSA Y DEOCSA*

### *ENCUESTA DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN*

### *APLICACIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS DE ACCESO Y USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE (NTAUCT) Y DE LAS NORMAS DE SEGURIDAD DE PRESAS*

*APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE ACCESO Y USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE (NTAUCT)  
NORMAS DE SEGURIDAD DE PRESAS (NSP)*

### *OTRAS ACTIVIDADES*

*ACTIVIDADES EN DEFENSA DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE  
AGILIZACIÓN Y REDUCCIÓN DE TIEMPOS EN LA RESOLUCIÓN DE EXPEDIENTES  
ATENCIÓN A LOS MEDIOS DE COMUNICACIÓN  
AUDITORÍA DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
ANÁLISIS FODA INTERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

### *PARTICIPACIÓN EN ENTES REGIONALES Y EVENTOS INTERNACIONALES*

*PARTICIPACIÓN EN ASAMBLEA DE LA ASOCIACIÓN COORDINADORA DE ENTIDADES REGULADORAS DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRO AMÉRICA (ACERCA) Y SEDE DE LA ENTIDAD A PARTIR DE FEBRERO DE 2006  
PARTICIPACIÓN EN ASAMBLEA DE LA ASOCIACIÓN DE REGULADORES DE ENERGÍA DE IBEROAMÉRICA (ARIAE)  
Y SEDE DE LA PRÓXIMA ASAMBLEA A REALIZARSE EN LA CIUDAD DE ANTIGUA GUATEMALA EN EL 2006  
PARTICIPACIÓN EN EL PRIMER SEMINARIO ENERGÍA Y POBREZA Y SEDE DEL SEGUNDO SEMINARIO A  
REALIZARSE EN EL AÑO 2006*

### *ACCIONES RELEVANTES EJECUTADAS POR EL DIRECTORIO ACTUAL DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

### *TOMA DE POSESIÓN DEL ACTUAL DIRECTORIO*

### *RESOLUCIONES EMITIDAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERÍODO COMPRENDIDO DE MAYO 2004 A MAYO 2005*

La regulación de sector eléctrico debe estar organizada de tal forma que en lo posible se obtengan los beneficios de un sector operando en competencia dentro de una economía de mercado. La economía de mercado utiliza las ganancias para crear innovación y para persuadir a los productores a operar eficientemente de forma tal que los consumidores obtengan productos y servicios a precios eficientes.

La competencia en sí, tiene una gran ventaja; si la empresa es eficiente, entonces será capaz de generar suficientes recursos como para permanecer en el negocio, promoverá nuevas inversiones y brindará beneficios a sus propietarios. Una ventaja adicional de la competencia, es que los bajos costos en la empresa se reflejarán en tarifas cada vez más reducidas para los usuarios. Pero la competencia no se dará de la manera requerida en los monopolios naturales tales como la transmisión y distribución de energía eléctrica, por lo que se requiere de regulación y un ente que al regular emita señales que generen competencia y eficiencia.

Las empresas eléctricas requieren estabilidad y garantía, por las altas inversiones y recuperación de capital a largo plazo, por ello la regulación es particularmente importante y debe ser capaz de dar señales económicas para la operación eficiente de los servicios, de forma tal que el servicio de electricidad sea sostenible a través de una remuneración adecuada de las inversiones, así como, el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento, que permitan la prestación del servicio acorde con los estándares de calidad.

Los principios fundamentales de la estructuración de las tarifas son aspectos que se deben tomar en cuenta para el diseño de tarifas eficientes y efectivas, en cuanto a su entendimiento y traspaso de los costos del servicio.

Durante el año 2004 y 2005, las economías mundiales se han visto afectadas por las variaciones en los precios del petróleo y sus derivados, lo cual ha impactado en los costos de la industria eléctrica. A pesar de lo anterior, gracias a los mecanismos para la fijación de tarifas y ajustes establecidos en la Ley General de Electricidad y su reglamento, complementado con una adecuada operación de las centrales de generación hidráulica y la estabilidad en el tipo de cambio quetzal/dólar, se ha logrado que las variaciones en la tarifa de electricidad en Guatemala sean mínimas.

La presente memoria de labores resume aspectos importantes de la ejecución de las funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica durante el período comprendido de mayo de 2004 a mayo de 2005, resaltándose el fortalecimiento de la función de monitoreo y desarrollo del mercado eléctrico en general, cuyo objeto final es establecer los mecanismos regulatorios que permitan alcanzar las condiciones de competencia y eficiencia establecidas en el marco legal actual con beneficios para todos los actores, especialmente los usuarios finales.



# *LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA:*

## *CREACIÓN, INTEGRACIÓN Y FUNCIONES:*

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996 como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones.

Esta integrada por tres Directores que son nombrados por el Ejecutivo, de temas propuestas por:

- El Ministerio de Energía y Minas
- Los Rectores de las Universidades del País.
- Los Agentes del Mercado Mayorista

Actualmente la Comisión Nacional de Energía Eléctrica esta conformada por el Licenciado Jose Toledo Ordóñez, como presidente de la misma, quién tomó posesión de su cargo en el mes de diciembre de 2004; Ingeniero César Augusto Fernández Fernández e Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos, quiénes tomaron posesión de sus cargos como directores en el mes de noviembre de 2004. Para el cumplimiento de sus funciones la Comisión emite resoluciones, las cuales son adoptadas por la mayoría de sus miembros, los que desempeñan sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

La Ley General de Electricidad establece para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las siguientes funciones:

- i. Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus Reglamentos, en materia de su competencia, e imponer sanciones a los infractores.
- ii. Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- iii. Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- iv. Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del Subsector eléctrico, actuando como arbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a ningún acuerdo.
- v. Emitir las normas técnicas relativas al Subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- vi. Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y su reglamento.



# EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA GUATEMALTECO

# *EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA GUATEMALTECO.*

## *INTRODUCCIÓN*

De conformidad con el artículo 11 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista contenido en el Acuerdo Gubernativo NUMERO 299-98, publicado en el Diario Oficial el 1 de junio de 1998, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica 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 las necesidades de cambios en la estructura o reglas del Mercado Mayorista. En cumplimiento a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a partir del año 2001 ha llevado a cabo tres auditorías al Administrador del Mercado Mayoristas cuyos hallazgos han permitido la implementación de medidas con el objetivo de cumplir con los principios de mercado establecidos en el marco legal vigente, así mismo; en el año 2004 se incorporó a la organización de la Comisión la GERENCIA DE MONITOREO Y DESARROLLO DEL MERCADO ELECTRICO, habiéndose llevado a cabo las actividades que se describen en las paginas siguientes:

## *TERCERA AUDITORÍA AL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA:*

Fue ejecutada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica durante el año 2004 y finalizada en el año 2005 con el apoyo técnico de la entidad de consultoría internacional PA Consulting Group bajo el auspicio de la Agencia Internacional para el Desarrollo de Estados Unidos de América (USAID). Los resultados de esta auditoría fueron presentados a la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y a los agentes del Mercado. Derivado de lo anterior, la Junta Directiva del AMM presentó a la CNEE un plan de acción para llevar a cabo los correctivos relacionados con los hallazgos encontrados, siendo una de las actividades más importantes la complementación y elaboración de normas tendientes a propiciar la total apertura del mercado a la competencia, eliminación de privilegios, repartición equitativa de costos etc.

Como consecuencia de las auditorías realizadas se han dado recomendaciones al AMM en áreas tales como: Organización del AMM, Aprobación de las Normas, Diseño de las Normas, Programación de la Operación y Despacho, Programación de Largo Plazo, Programación Semanal, Despacho Diario, Post despacho (Análisis de la operación), Máquinas de Falla, Demanda Interrumpible, Generación forzada, Factores de Pérdidas Nodales, Modelos y Bases de datos, Mercado de Oportunidad, Demanda Firme prevista y Potencia obligada Contratar, Desvío de Potencia, NCC 2: Oferta Firme, NCC 10: Importación y Exportación, Transmisión y Peajes, Servicios Complementarios, NCC 6: Pérdidas, Administración de la Información por el AMM, Información Confidencial, Operación del Sistema Eléctrico y Reclamos.



## *APROBACIÓN DE LA MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No 2, OFERTA FIRME DE LOS GENERADORES:*

A través de la resolución CNEE 50-2005 emitida con fecha 26 de abril de 2005, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó la modificación a la NORMA DE COORDINACION COMERCIAL No. 2 del Administrador del Mercado Mayorista, cuyo objeto es adecuar las disposiciones normativas vigentes a las necesidades de desarrollo del Mercado Eléctrico que regule entre otros aspectos lo relacionado con la oferta firme, la prueba de potencia máxima y las pruebas de disponibilidad de las unidades y centrales generadoras de energía eléctrica en Guatemala.

## *DISEÑO Y SEGUIMIENTO DE INDICADORES SECTORIALES:*

Para efecto de conocer el desempeño del Mercado Eléctrico Guatemalteco, se ha procedido a diseñar y dar seguimiento a un cuerpo de “indicadores sectoriales” que permiten evaluar y enmarcar el funcionamiento del sector en el mediano y largo plazo. Los indicadores seleccionados constituyen parámetros cuyo seguimiento histórico, posibilitan evaluar el funcionamiento que ha tenido el mercado y su grado de ajuste con los objetivos de la regulación vigente, así como señales de alerta sobre defectos que deban ser corregidos.

En este sentido, se presentan en este Informe Resumido, los Indicadores que se consideran Clave, para cada uno de los siguientes aspectos:

- Seguridad de suministro
- Restricciones de transmisión
- Evolución de precios de mercado
- Competencia
- Mercado Eléctrico Regional
- Transacciones económicas

## *SEGURIDAD DEL SUMINISTRO*

La instalación de capacidad en el mercado eléctrico de Guatemala, ha ido acompañando en general el aumento del consumo (ver indicador siguiente sobre evolución de la demanda máxima). Durante el año 2002 se incrementó el parque generador a base de carbón y energía geotérmica, así como también aumentó la capacidad instalada hidráulica. Sin embargo, la oferta total se vio reducida durante este año debido a una merma de la capacidad de generación del parque térmico convencional. A partir del año 2002 la capacidad instalada fue incrementándose a un ritmo del 6% anual promedio. Es interesante más que el análisis de la evolución de la potencia instalada individual, observar los márgenes de reserva que hay en comparación con la demanda máxima, magnitud que ofrece un indicador adecuado de la seguridad de abastecimiento.

Cuadro No. 1 *Histórico de capacidad instalada*

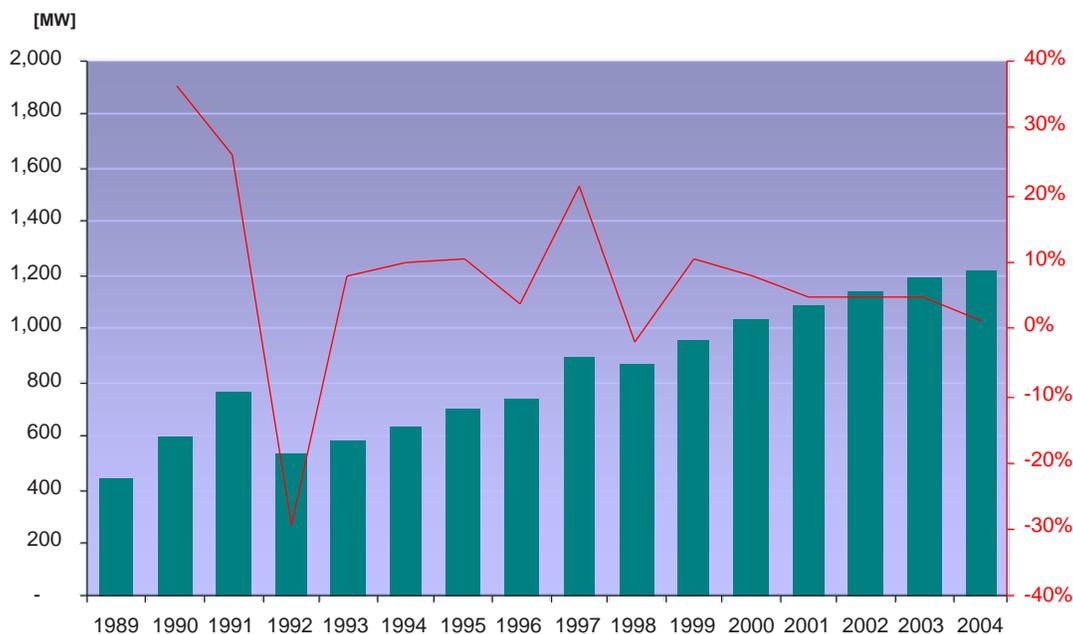
Año	capacidad	%
1999	1463	
2000	1604	10%
2001	1456	-9%
2002	1600	10%
2003	1760	10%
2004	1898	8%

## EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA

La demanda de potencia creció a un ritmo acelerado durante los años 1989 hasta 1991, sin embargo; en el año 1992 se produjo una marcada caída de la demanda máxima. A partir del año 1993 el crecimiento de la demanda en Guatemala se recuperó y creció en forma sostenida a un ritmo de 7% promedio anual, observándose tan solo un decrecimiento en el año 1998 y un ligero estancamiento en el año 2004.

En la siguiente gráfica se puede observar la evolución de la demanda máxima y también la tasa de crecimiento interanual de la misma.

Gráfica No. 1 *Evolución de la Demanda máxima*

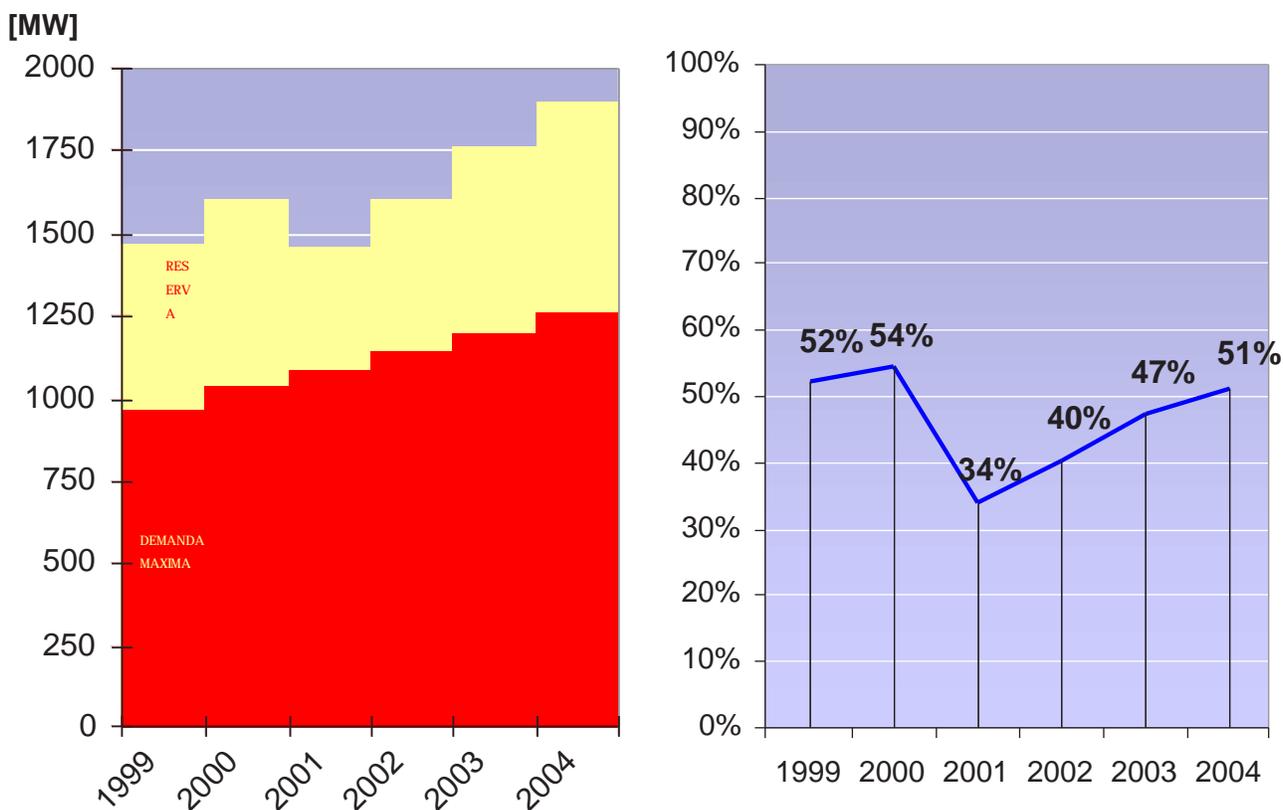


La línea en rojo muestra la variación porcentual de la demanda máxima respecto al año inmediato anterior.

## EVOLUCIÓN DE LA RESERVA

Se considera que el valor actual es razonable y comparable con los que existen en otros mercados eléctricos regulados similares. Es importante señalar que este es un indicador global y el desempeño efectivo, solo podrá medirse tomando las disponibilidades reales de las unidades de generación que resulten posterior a la aplicación de la Normativa correspondiente a Pruebas de Disponibilidad y Pruebas de Potencia Firme, aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de la Resolución CNEE 50-2005 de fecha 26 de abril de 2005.

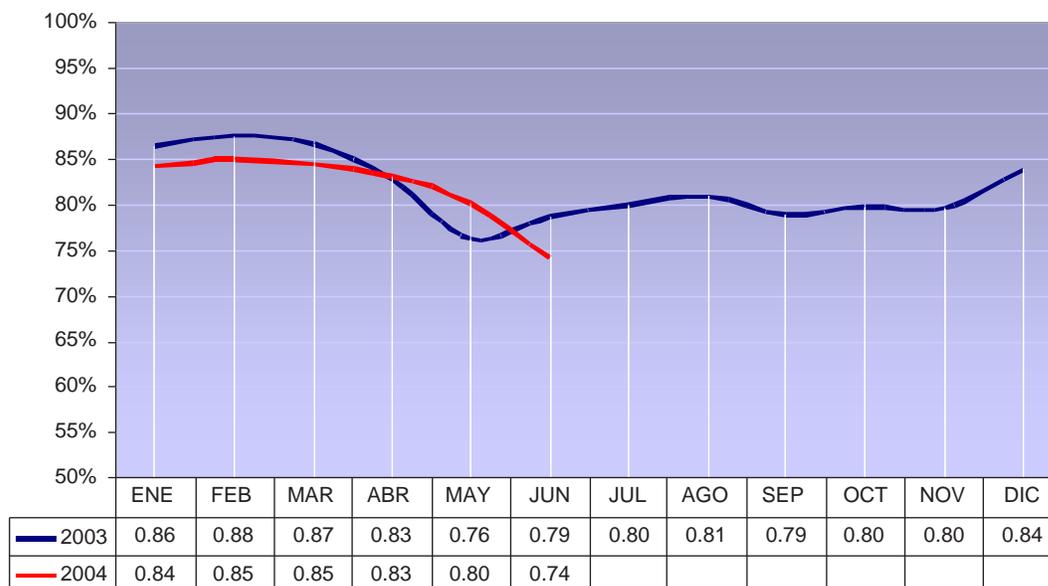
Gráfica No. 2 Evolución de la Reserva



## EVOLUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DEL PARQUE GENERADOR

La siguiente gráfica muestra la evolución de la disponibilidad media del parque generador para el año 2003 y su comparación con la correspondiente con la primera mitad del año 2004.

Gráfica No. 3 Disponibilidad del parque generador



La disponibilidad media del año 2003 fue del 82%, mientras que para la primera mitad del 2004 fue de 81%, que resultó algo mas baja que la correspondiente con idéntico período para el año 2003 que fue de 83%.

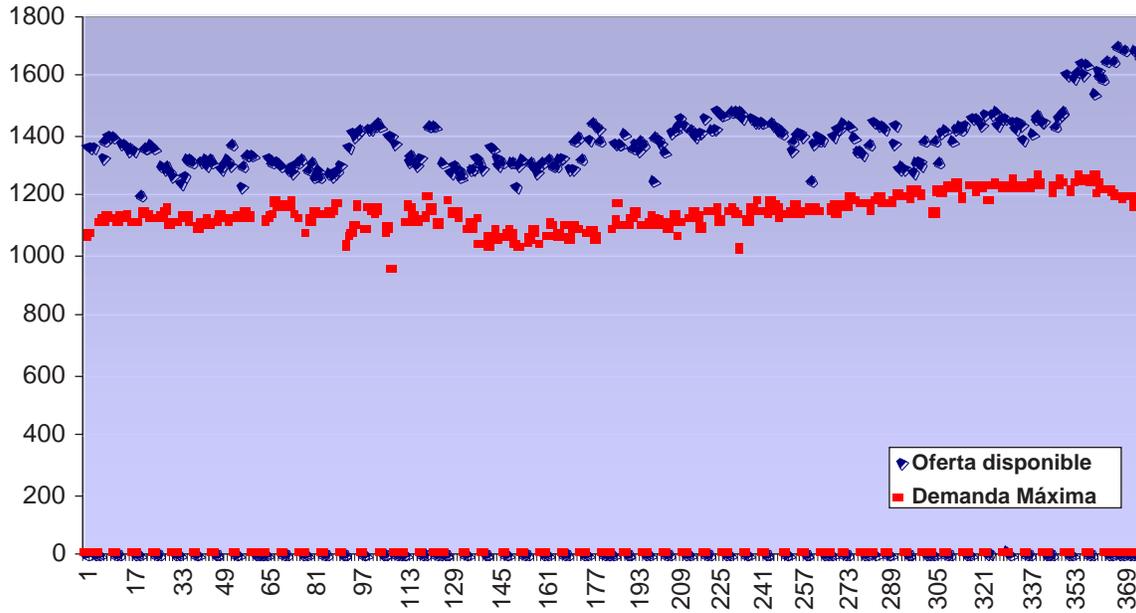
Como conclusión, se desprende que la disponibilidad en Guatemala es bastante buena en comparación con otros países, pero es necesario continuar con su monitoreo para evitar caídas en el nivel de reserva de potencia por lo menos hasta que aparezcan señales de inversión en el mediano plazo que introduzcan nuevas unidades.

## EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FIRME DIARIA DISPONIBLE Y LA DEMANDA MÁXIMA DIARIA

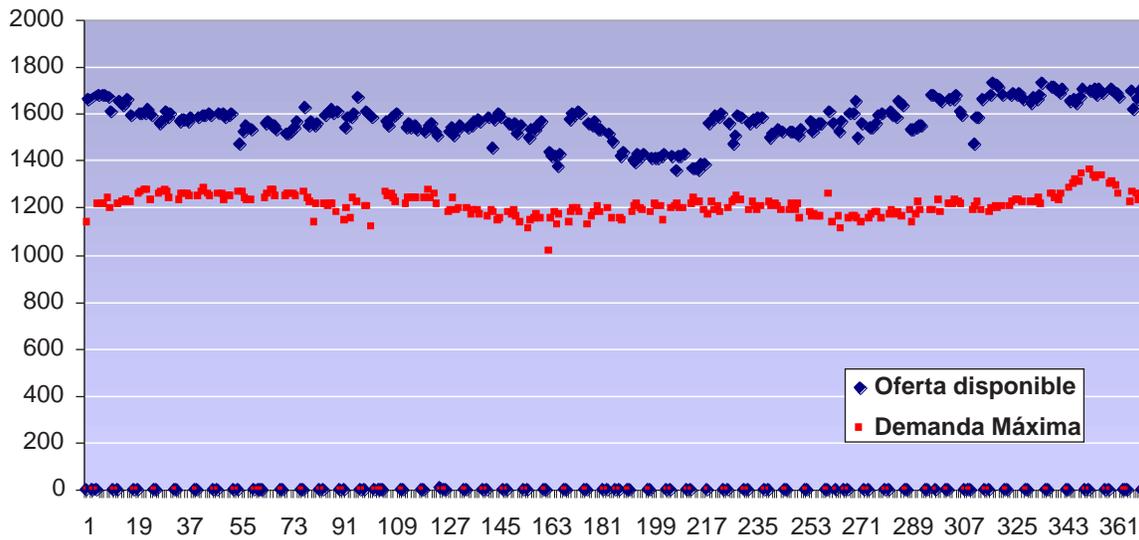
Las siguientes dos gráficas muestran la evolución de la oferta diaria firme de potencia y la demanda máxima diaria de potencia (en MW) a partir del procesamiento de los IIE del año 2003 y hasta la mitad del año en curso. Es de observarse que los valores nulos de demanda máxima corresponden con los fines de semana, períodos en que no se transa potencia.

Durante el año 2003 se ha podido verificar que la oferta firme diaria disponible ha sido superior un 22% a la demanda máxima registrada de todos los agentes consumidores en promedio. Por otra parte, para lo que ha transcurrido del año 2004 este valor ha evolucionado al 30%.

Gráfica No. 4 Evolución Potencia firme vs. demanda máxima Año 2003



Gráfica No. 5 Evolución Potencia firme vs. demanda máxima Año 2004

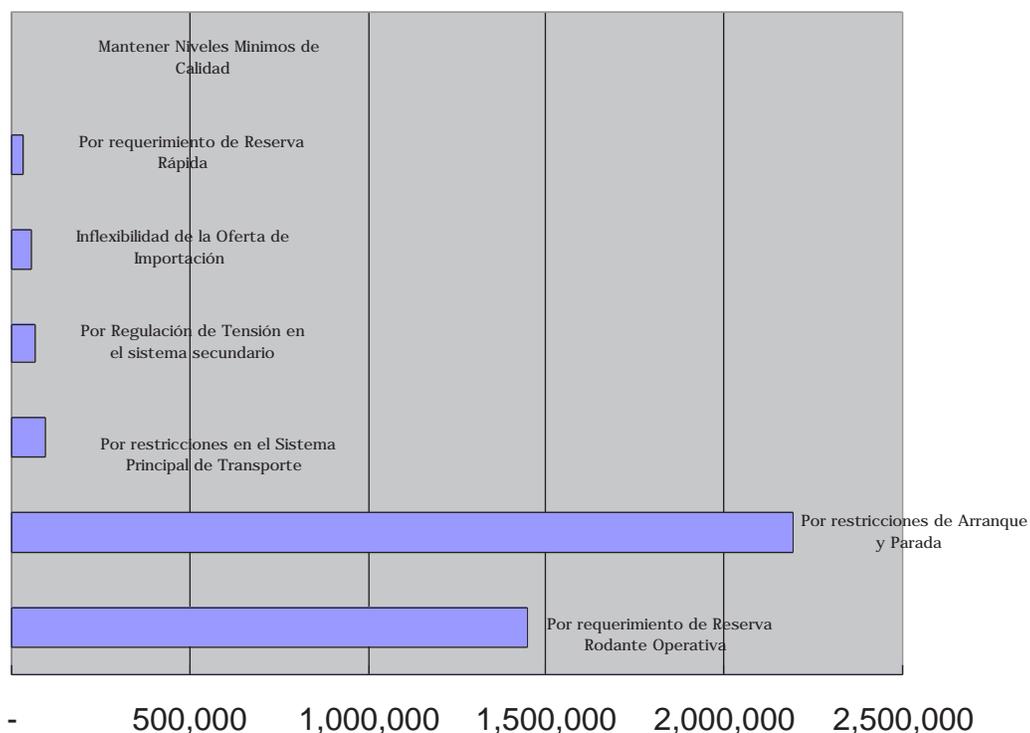


## RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.

Evolución del sobre costo por generación forzada para cada tipo de restricción

Se puede apreciar en la siguiente gráfica el monto correspondiente con los Sobrecostos originados por la generación forzada y las causas que lo motivaron.

Gráfica No. 6 Sobre costo generación Forzada por tipo de restricción 2004



Las cantidades de la gráfica anterior están expresadas en USD.

Se aprecia que del total de sobrecostos ocasionados por la generación forzada, más del 50% corresponde a los requerimientos de unidades por motivos relacionados con la reserva rodante operativa, RRO que actualmente brindan las unidades hidráulicas de Chixoy, Aguacapa y Jurún Marinalá, por lo que durante el año 2003 esta fue la principal causa de generación forzada. Este hecho evidencia una escasa oferta de unidades aptas para brindar este servicio auxiliar (con AGC), lo que origina un posible monopolio en la prestación del mismo, ya que al ser estas plantas necesarias para dar este servicio podrían declarar valores del agua más elevados sabiendo que serán forzadas a despachar. Por consiguiente se considera necesario incentivar la apertura de este mercado para reducir este tipo de causa de generación forzada con sus consiguientes sobrecostos asociados.

La segunda causa de generación forzada resulta la asociada a requerimientos de arranque y parada de las unidades (causas operativas de las unidades) representando un 38% del total de los sobre costos.

En tercer lugar, figura la generación forzada por regulación de tensión, que es casi en su totalidad originada en la zona de Puerto Barrios. Este resultado de sobrecosto de unos 126.000 USD/año debería ser contrastado para determinar si resulta económicamente viable efectuar una ampliación de transporte a esta zona de Puerto Barrios para reducir los problemas de caída de tensión o identificar otro tipo de solución para este problema.

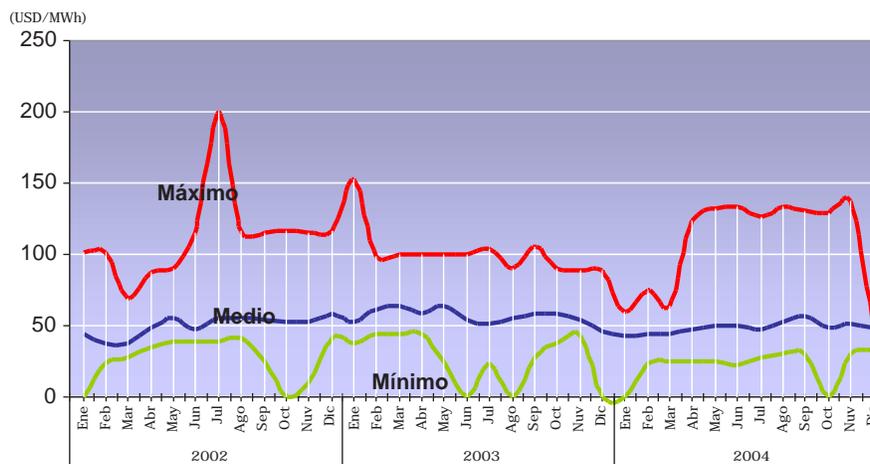
## EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE MERCADO

Dentro de los indicadores tratados en esta sección, se identifica la evolución de los costos de los diferentes productos transados resultantes de la operación, como la energía, potencia y servicios complementarios.

### Evolución de precios diarios

La gráfica siguiente muestra la evolución de los precios máximos, medios y mínimos diarios para cada mes desde el año 2002 hasta el presente. Se observa que los precios *spot* medios diarios se han mantenido oscilando en el entorno de los 50 USD/MWh, situación que refleja un buen grado de adaptación del mercado en referencia con las señales de oferta y demanda. Esto último surge del hecho que es muy posible que el precio de equilibrio de la generación en Guatemala para un mercado perfectamente adaptado (donde hay equilibrio entre oferta y demanda) no deba ser muy diferente de los 50 USD/MWh. Por otra parte, también se pone de manifiesto la continua disminución de los precios máximos donde puede llegar a percibirse una cierta periodicidad de 2 años entre picos, que de alguna manera refleja un aumento en la eficiencia del sistema y mejores márgenes de reserva.

Gráfica No. 7 Evolución mensual del precio spot diario

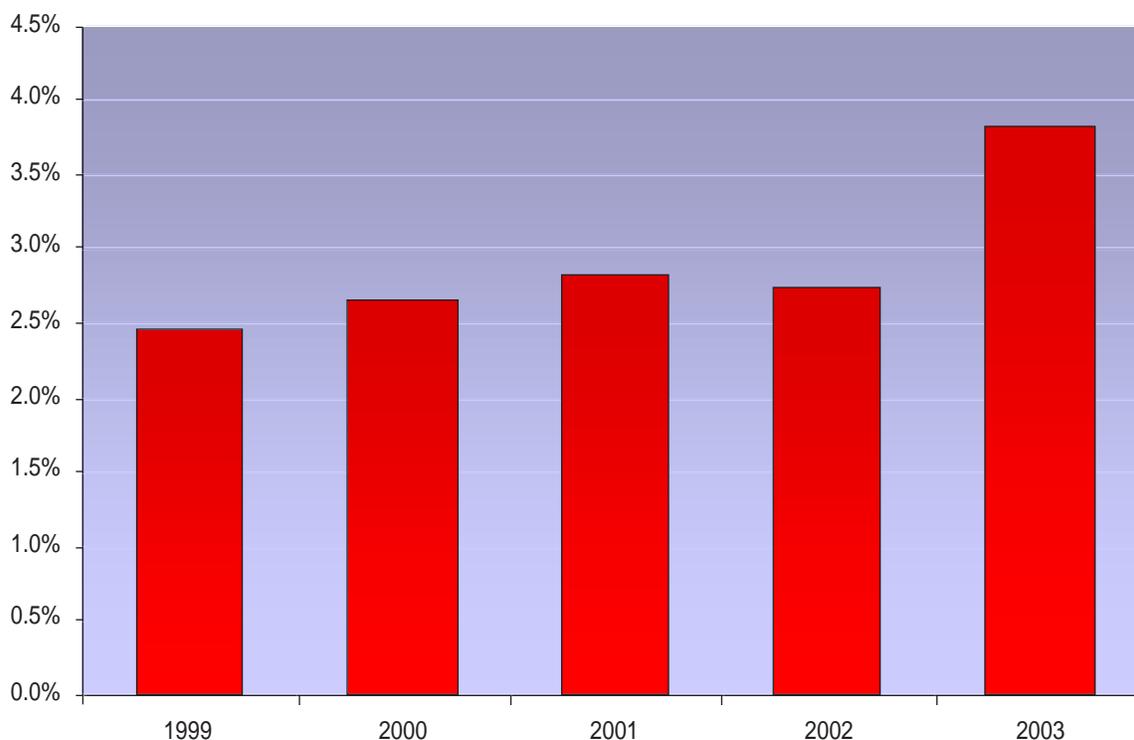


## EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Otro aspecto que puede influir en la formación de precios de mercado es el asociado con las pérdidas en el sistema de transporte. Analizando su evolución pueden encontrarse situaciones donde la magnitud de las mismas alertan sobre corredores o líneas muy sobrecargadas y posibilidad de incremento de precios *spot* y aumento de generación forzada en zonas para evitar bajar la calidad de servicio.

La gráfica siguiente muestra la evolución porcentual anual de las mismas observándose un incremento del orden de 1% en el último año. Si bien la magnitud de las mismas está en un entorno aún razonable, se considera recomendable tener presente e indagar acerca de las causas que originaron dicho aumento, pudiendo deberse, entre otras causas, a años hidrológicos donde debieron generar unidades más alejadas del centro de carga del sistema y así originar este fenómeno.

Gráfica No. 8 Evolución de pérdidas de transmisión

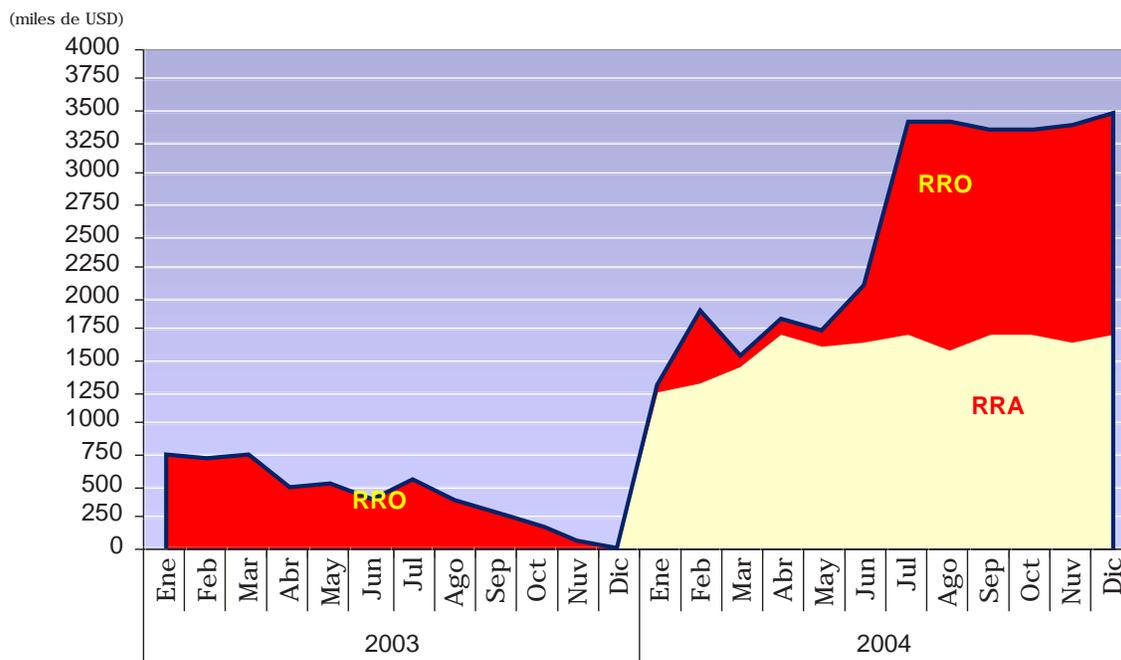


## EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE LOS SSCC

Otro producto que se comercializa en el mercado eléctrico de Guatemala y que influye en la determinación del precio de la energía pagada por los usuarios es el asociado con los Servicios Complementarios.

La gráfica siguiente muestra la evolución de los costos mensuales totales pagados a los prestadores de estos servicios y evidencia la incorporación del servicio de Reserva Rápida (RRA) a partir del año 2004 (luego de aprobado el Procedimiento Técnico correspondiente en Enero 2004) con una magnitud mensual significativa que promedia el 1.5 Millón de USD. Por otra parte, el otro servicio que se está remunerando es el de Reserva Rodante Operativa (RRO) donde las unidades hidráulicas Chixoy, Aguacapa y Jurún Marinalá son las prestadoras del mismo, recibiendo un precio máximo tope de dos veces el costo marginal medio, evidenciando así la falta de competencia en la prestación del servicio. Por otra parte, recordamos como ya hemos visto en otros indicadores, que del total de sobrecostos ocasionados por la generación forzada en el año 2003, el 50% aproximadamente se corresponde con requerimientos de unidades por motivos relacionados con RRO, lo cual sugiere pone de manifiesto la ausencia de competencia en este producto eléctrico.

Gráfica No. 9 Evolución de los costos de los SSCC



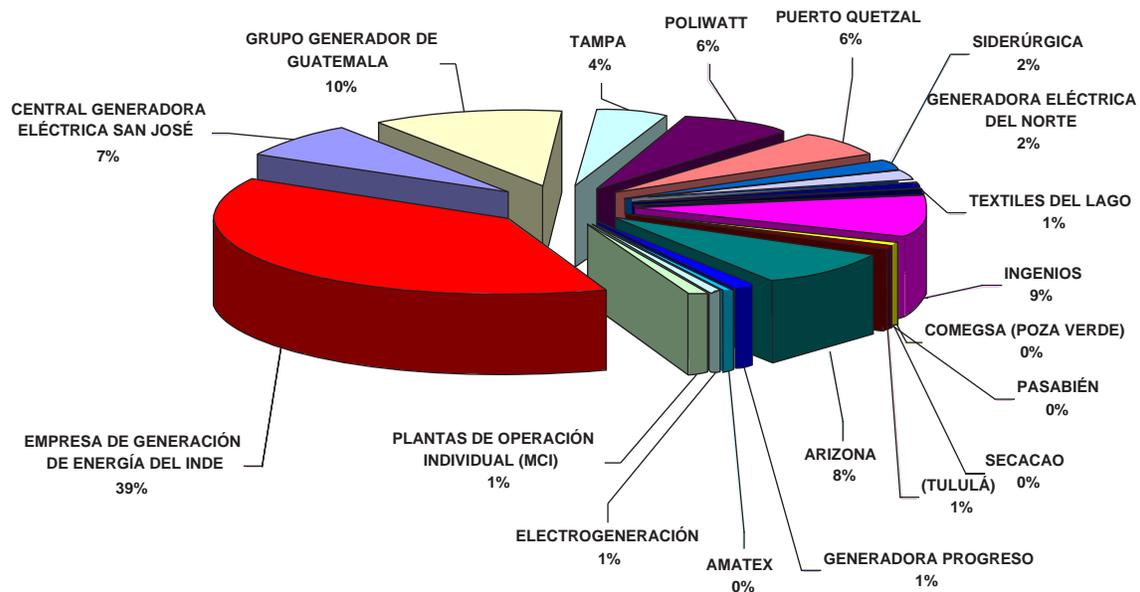
## COMPETENCIA

Dentro de los indicadores tratados en esta sección, se buscó identificar distintos parámetros para analizar el grado de apertura o competencia en el mercado, así como; posibles participaciones dominantes en la oferta, tendencias de la declaración del valor del agua y costos variables de las unidades térmicas.

### Evolución de la potencia instalada por empresa

La información disponible permite evaluar la participación de los agentes generadores en el mercado para los años 2001 y 2004, midiendo la participación en potencia instalada. La participación mayoritaria respecto del total de potencia instalada resultó en la Empresa Generadora de Energía Eléctrica del INDE (EGEE), con un total para el año 2001 del 40%, mientras que para el año 2004 la participación pasó a 39%. Si bien la concentración de la oferta es medible de varias formas, ya sea con la potencia instalada como en este caso, o con la energía generada, etc, si adoptamos como índice a la potencia, resulta una alta concentración de alrededor del 40% de la oferta en esta empresa, lo que seguramente alertaría sobre la factibilidad de posibles prácticas del tipo oligopólicas, prácticas que se ven amortiguadas al regular el mercado en competencia con un sistema de costos y declaración del valor del agua como es el caso de Guatemala.

Gráfica No. 10 Participación de cada empresa en la capacidad instalada total 2004



### Evolución de la energía generada anual por empresa

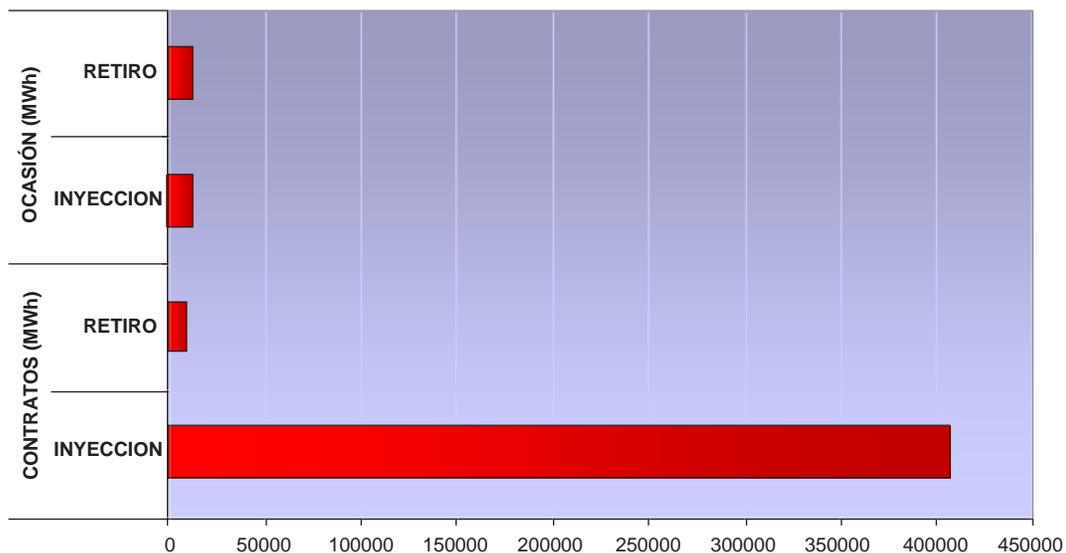
La participación mayoritaria respecto del total de energía generada resultó en la Empresa Generadora de Energía Eléctrica del INDE (EGEE), con un total para el año 2003 del 34%. Si bien la concentración de la oferta es medible de varias formas, ya sea con la potencia instalada, con la energía generada, etc., si adoptamos como índice la energía, vemos una alta concentración de más de 1/3 de la oferta en esta empresa, lo que seguramente alertaría sobre la factibilidad de posibles prácticas del tipo oligopólicas, prácticas que se ven amortiguadas al regular el mercado en competencia con un sistema de costos y declaración del valor del agua como es el caso de Guatemala. Por lo antedicho, resulta recomendable que AMM controle que efectivamente esta empresa declara sus ofertas asociadas a lo que se conoce como “valor de agua” y no efectúa ningún apartamiento respecto de este tipo de declaración.

### MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

Dentro de los indicadores tratados en esta sección, se buscó identificar los parámetros que representan de la mejor manera a las transacciones en el MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER) ya sea por intercambios de ocasión o bajo contratos.

En la siguiente gráfica se representan los intercambios consolidados de exportación (inyección) e importación (retiro) de Guatemala en el MER en el año 2003, pudiendo observarse que en dicho año, Guatemala resultó como un país básicamente exportador con más de 45 MW medios de potencia.

Gráfica No. 11 Evolución Exportación e Importación contratos y ocasión Año 2003



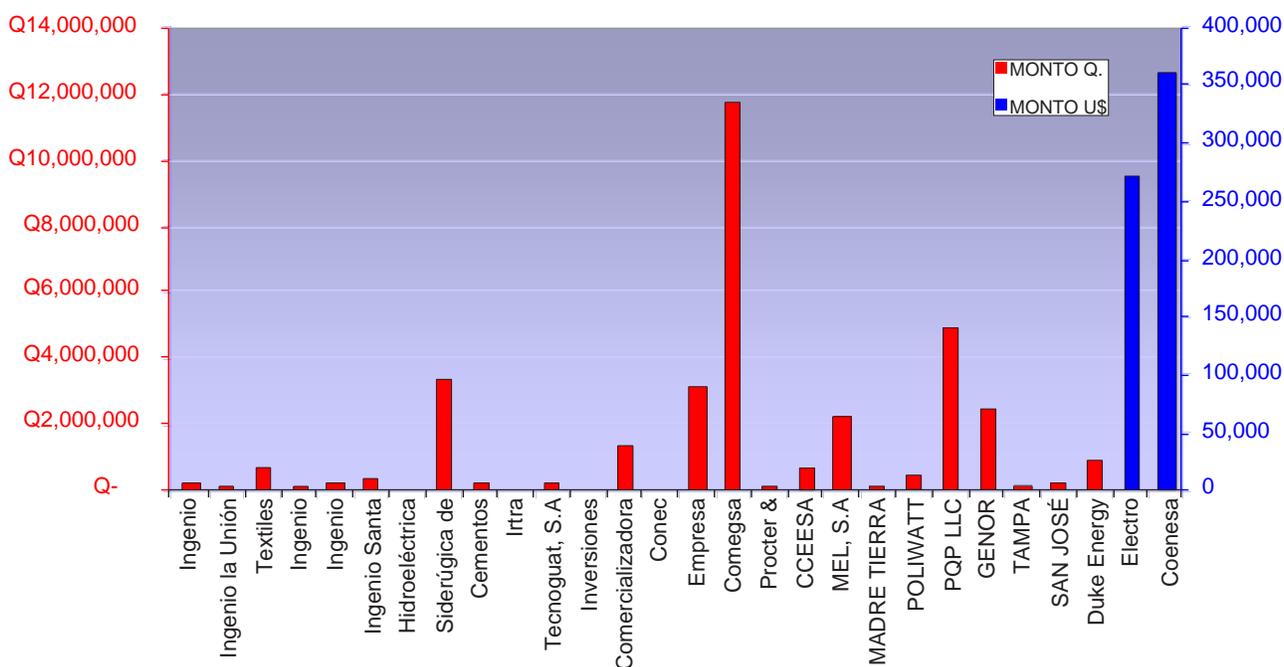
## TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Dentro de los indicadores tratados en esta sección, se identifica la evolución de las garantías necesarias para efectuar transacciones en el mercado y un indicador que cuente la cantidad de reclamos que tuvo el AMM al realizar la administración de las transacciones.

Evolución temporal del monto individual de la garantía por agente

La siguiente gráfica muestra los montos correspondientes con las garantías que dispuso cada agente que hizo transacciones en el mercado durante el año 2003 en Q y en USD (sin discriminar entre generadores/inyectores o usuarios/demanda).

Gráfica No. 12 Evolución del monto de garantía por agente Año 2003



A partir del año 2004, se cuenta con información discriminada de garantías por tipo de agente, sea generador o usuario.

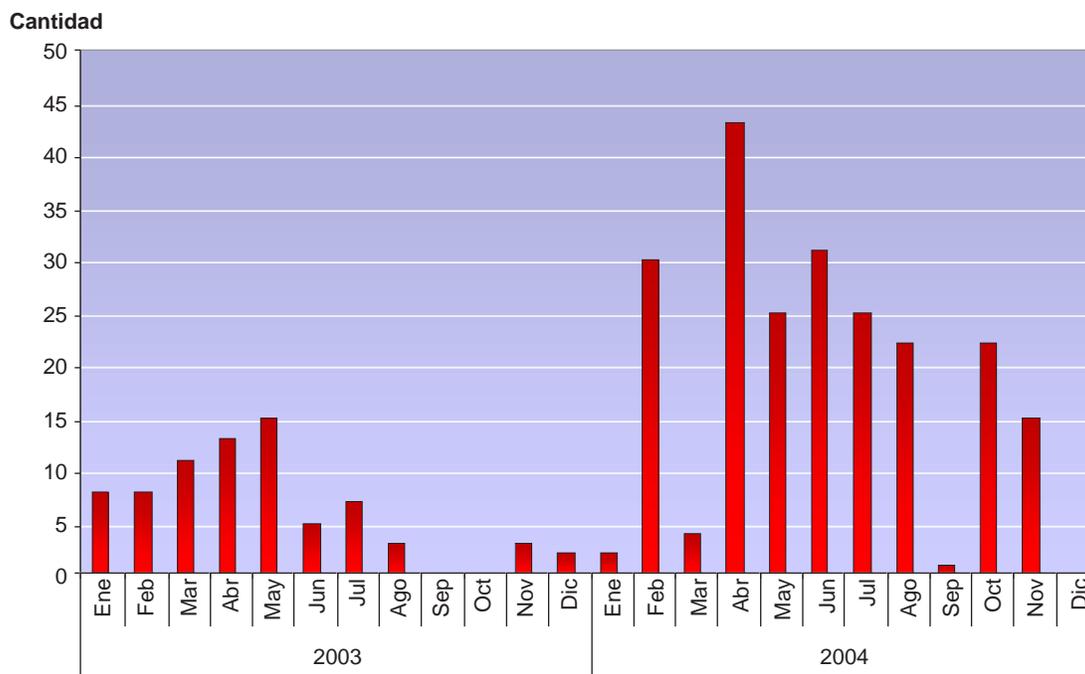
Analizando el caso de COMEGSA, con una de las mayores garantías, vemos que en el año 2004 su garantía subió a 12MM Q valor que supera al del año 2003.

Evolución mensual del número de reclamos al documento de transacciones económicas.

La gráfica siguiente muestra la evolución de la cantidad de reclamos efectuados por los agentes en relación con el ITE mensual.

Se observa que el número total de reclamos se incrementó considerablemente durante lo que lleva transcurrido del año 2004. La cantidad de reclamos registrados durante todo el año 2003 fue de 75, mientras que en los primeros siete meses del año 2004 ya se registraron un total 130 reclamos. Este incremento en el número de reclamos se debió fundamentalmente a la aplicación del nuevo procedimiento técnico referido con el servicio complementario de reserva fría que motivó dichas solicitudes.

Gráfica No. 13 Reclamos efectuados a los ITE's





## TARIFAS Y CONEXOS

- EMISIÓN DE PLEGOS TARIFARIOS
- AJUSTES TRIMESTRALES
- BASES DE LICITACIÓN PARA COMPRA DE POTENCIA Y ENERGÍA
- DETERMINACIÓN DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL Y FÓRMULA DE AJUSTE.
- VALOR MÁXIMO DE APORTES REEMBOLSABLES

## ***PRECALIFICACIÓN DE FIRMAS CONSULTORAS PARA LLEVAR A CABO ESTUDIOS DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD) Y ESTUDIOS TARIFARIOS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES:***

El artículo 74 de la Ley General de Electricidad establece que “Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión...Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios”; que el artículo 75 de la misma ley contempla que la Comisión revise los estudios efectuados y podrá formular observaciones a los mismos y que el artículo 76 del mismo cuerpo normativo establece que la Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referido a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario y que estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

Derivado de lo anterior, el Directorio de esta Comisión por medio de Acuerdo CNEE-43-2004, de fecha 14 de mayo del año 2004, aprobó los términos de referencia de bases y condiciones para la inscripción y calificación de firmas consultoras para realizar estudios del Valor Agregado de Distribución y de elaboración de pliegos tarifarios en las empresas distribuidoras de electricidad de Guatemala siempre que las mismas tengan menos de doscientos mil usuarios.

## ***EMISIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES DE QUETZALTENANGO, HUEHUETENANGO, SAN MARCOS, SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, JOYABAJ, GUALÁN, GUASTATOYA, JALAPA Y SAN PEDRO PINULA:***

A la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, le corresponde entre otras funciones definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas. La misma ley en los artículos 6 y 59 y el Reglamento en el artículo 1, establecen que están sujetos a regulación tanto la calidad, como los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo de 100 kilovatios (kW).

El servicio de Distribución Final de energía eléctrica, es un servicio regulado que debe prestarse en condiciones de calidad y precios aprobados previamente por la Comisión, que es a quien compete definir las tarifas de distribución y la metodología para el cálculo de las mismas y de conformidad con los artículos 61 y 76 de la Ley General de Electricidad, dichas tarifas deben ser determinadas a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución; Tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.



En los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, conforme el procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma, teniendo la facultad la Comisión de disponer que diversos distribuidores contraten un solo estudio, si las densidades de distribución son parecidas y utilizar un solo VAD para la determinación de las tarifas de todas las empresas. Calificadas en un mismo grupo. El VAD será utilizado juntamente con los precios de adquisición de energía para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; metodología para determinación de las tarifas que será revisada por la Comisión cada cinco (5) años. El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 80 estipula que la Comisión aprobará por resolución, para cada Empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para la venta a los consumidores regulados en la zona que se le autorizó prestar el servicio.

Tomando en consideración que al mes de abril de 2005, varias Empresas Eléctricas Municipales habían omitido efectuar los estudios previos a que se refiere el marco regulatorio, motivo por el cual para dar efectivo cumplimiento a la Ley General de Electricidad y sus reglamentos se aplica el segundo párrafo del artículo 74 de la Ley General de Electricidad, en el sentido que el grupo de empresas eléctricas municipales, constituyen núcleos urbanos de características similares, lo cual ha quedado demostrado con los estudios que se han efectuado a las empresas eléctricas municipales de Zacapa, Jalapa y Gualan.

La Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, Decreto 96-2000 del Congreso de la República, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos y normativa vigente; estableciéndose que la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

El artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que en ningún caso la actividad de Distribución final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una distribuidora no cuente con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata, de forma que se cumpla con el principio ya enunciado.

Cuadro No. 2 Emisión de Pliegos Tarifarios

No	EMPRESA	RESOLUCION	Fecha
1	EE Municipal de San Pedro Sacatepequez	CNEE-57-2005	28/4/2005
2	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya	CNEE-58-2005	28/4/2005
3	Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango	CNEE-59-2005	28/4/2005
4	Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango	CNEE-60-2005	28/4/2005
5	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos	CNEE-61-2005	28/4/2005
6	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula	CNEE-62-2005	28/4/2005
7	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa	CNEE-63-2005	28/4/2005
8	Empresa Eléctrica Municipal de Gualan	CNEE-64-2005	28/4/2005
9	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj	CNEE-65-2005	28/4/2005

Todos los pliegos tarifarios del cuadro anterior, fueron publicados en el Diario Oficial el día 29 de abril de 2005.

Con la emisión por parte de la CNEE de los pliegos tarifarios anteriores, se dota a las Empresas Eléctricas Municipales de una herramienta legal, que les permite obtener los recursos necesarios para la operación y mantenimiento eficiente del servicio de energía eléctrica distribución final, así como hacer frente a sus obligaciones de pago con sus proveedores de potencia y energía.

### ***AJUSTES TRIMESTRALES:***

El Artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad con relación a la corrección del precio de la energía de los pliegos tarifarios emitidos, establece que cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución. El precio de la energía en los próximos tres meses se modificará tomando en cuenta la diferencia indicada dividida por la proyección de la demanda de energía para los próximos tres meses. En estricto cumplimiento de lo anterior, la Comisión ha recibido cada trimestre por parte de las entidades distribuidoras la documentación que pretende justificar los ajustes referidos, resolviendo lo que corresponde de acuerdo a la metodología establecida en el marco legal.



Durante el período de la presente memoria se analizó y se resolvió sobre los siguientes ajustes presentados por las Distribuidoras:

*Cuadro No. 3 Ajustes Tarifarios*

No.	Resolución	Fecha emisión	Empresa
1	CNEE 68-2004	31/5/2004	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
2	CNEE 90-2004	24/8/2004	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
3	CNEE-91-2004	24/8/2004	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
4	CNEE-103-004	30/9/2004	Empresa Hidroeléctrica de Retalhuleu No Social
5	CNEE 104-2004	30/9/2004	Empresa Hidroeléctrica de Retalhuleu Social
6	CNEE 110-2004	28/10/2004	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia
7	CNEE 111-2004	29/10/2004	Empresa Eléctrica de Guatemala SA
8	CNEE 112-2004	29/10/2004	Empresa Eléctrica de Guatemala SA
9	CNEE 113-2004	29/10/2004	Distribuidora de Electricidad de Oriente SA
10	CNEE 114-2004	29/10/2004	Distribuidora de Electricidad de Oriente SA
11	CNEE 115-2004	29/10/2004	Distribuidora de Electricidad de Occidente SA
12	CNEE 116-2004	29/10/2004	Distribuidora de Electricidad de Occidente SA
13	CNEE 133-2004	30/11/2004	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
14	CNEE 134-2004	30/11/2004	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
15	CNEE 10-2005	31/1/2005	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia
16	CNEE 11-2005	31/1/2005	Empresa Eléctrica de Guatemala SA
17	CNEE 12-2005	31/1/2005	Empresa Eléctrica de Guatemala SA
18	CNEE 13-2005	31/1/2005	Distribuidora de Electricidad de Oriente SA
19	CNEE 14-2005	31/1/2005	Distribuidora de Electricidad de Oriente SA
20	CNEE 15-2005	31/1/2005	Distribuidora de Electricidad de Occidente SA
21	CNEE 16-2005	31/1/2005	Distribuidora de Electricidad de Occidente SA
22	CNEE 26-2005	28/2/2005	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
23	CNEE 37-2005	29/3/2005	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu
24	CNEE 55-2005	28/4/2005	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia

### ***ELABORACIÓN DE TÉRMINOS DE REFERENCIA Y APROBACION DE BASES DE LICITACIÓN PARA COMPRAS DE POTENCIA Y ENERGÍA:***

Según lo establece el Artículo 53 de la Ley General de Electricidad los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Asimismo, el Artículo 52 de la Ley en citada establece que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta, siendo de conocimiento público toda la información relacionada con la licitación y adjudicación. Corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la aprobación de las bases propuestas por las Distribuidoras para la compra de potencia y energía.

Cuadro No. 4 Aprobación de bases de Licitación de compra de potencia y energía

No.	Resolución	Fecha emisión	Empresa
1	CNEE 72-2004	30/7/2004	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
2	CNEE 123-2004	17/11/2004	Empresa Eléctrica de Guatemala SA
3	CNEE-124-2004	17/11/2004	Distribuidora de Electricidad de Oriente SA
4	CNEE-125-2004	17/11/2004	Distribuidora de Electricidad de Occidente SA
5	CNEE-30-2005	10/3/2005	Empresa Eléctrica de Guatemala SA
6	CNEE-31-2005	10/3/2005	Distribuidora de Electricidad de Oriente SA
7	CNEE-32-2005	10/3/2005	Distribuidora de Electricidad de Occidente SA
8	CNEE-33-2005	17/3/2005	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia
9	CNEE-34-2005	17/3/2005	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu
10	CNEE-35-2005	17/3/2005	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa

### ***DETERMINACIÓN DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL Y FORMULA DE AJUSTE:***

La Ley General de Electricidad en los artículos 64 y 69 preceptúa que los peajes serán acordados entre las partes y a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión, y que el peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos años, en la primera quincena de enero y para el cálculo de los mismos los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informarán a la Comisión la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico correspondiente.

Habiéndose cumplido con el procedimiento establecido en el marco legal la Comisión con fecha 14 de enero de 2005, emitió la resolución CNEE 6-2005, por medio de la cual se fijó el valor máximo de peaje para el sistema principal y su respectiva fórmula de ajuste.

Con la emisión de la resolución en referencia el actual Directorio de la CNEE fomenta e incentiva las inversiones en el sistema de transporte de energía eléctrica en Guatemala.

### ***ESTABLECIMIENTO DEL VALOR MÁXIMO DE APORTES REEMBOLSABLES:***

El Artículo 46 de la Ley General de Electricidad establece que todo interesado en consumir energía eléctrica, ubicado dentro del área obligatoria de servicio (200 metros) de un adjudicatario tendrá derecho a que éste le suministre dicho servicio, cumpliendo con lo estipulado en el marco legal vigente. Dicho derecho existe asimismo, para el interesado que estando fuera del área obligatoria referida llegue al límite de dicha área mediante líneas propias o de terceros. El artículo 48 de la Ley en referencia señala que en caso de que un adjudicatario requiera aportes de terceros para proveerlos del servicio de energía eléctrica, éste estará obligado a reembolsar

estos aportes a quienes los proveyeron, en los plazos y bajo las condiciones establecidas en el Reglamento de la ley General de Electricidad. Estos aportes no podrán superar el valor máximo establecido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Con fecha 10 de mayo de 2005, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la resolución publicada en el diario oficial (Diario de Centro América) el día 11 de mayo de 2005, a través de la cual establece los valores máximos de aportes reembolsables,

En el siguiente cuadro se muestran otras actividades ejecutadas durante el periodo reportado relacionadas con el tema de tarifas.

*Cuadro No. 5 Otras actividades ejecutadas relacionadas con el tema de tarifas*

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	OBJETO O PROPÓSITO DE LA ACTIVIDAD
Términos de referencia y aprobación de bases de licitación para compra de potencia para tarifa Social de EEGSA, DEOCSA y DEORSA	Aplicar lo resuelto por la Corte de Constitucionalidad al otorgar amparo provisional contra las resoluciones 34-35 y 36-2004, que establecían la tarifa especial social a los consumos hasta 100 kWh
Emisión de Tarifas, para dar cumplimiento a las resoluciones de la Corte de Constitucionalidad	Aplicar lo resuelto por la Corte de Constitucionalidad al otorgar amparo provisional contra las resoluciones 34-35 y 36, que establecían la tarifa especial social a los consumos hasta 100 kWh
Elaboración de Términos de Referencia y aprobación de bases para Licitación Pública para compra de Potencia y Energía de EEM's	En cumplimiento Artículo 53 y 62 LGE, debido al vencimiento de los contratos de las EEM
Términos de referencia y aprobación de bases de licitación para compra de potencia para tarifa Social de EEGSA, DEOCSA y DEORSA	En virtud del vencimiento del contrato firmado en noviembre 2004
Creación del Comité Técnico de Peajes (Peaje Secundario, Ampliaciones al Sistema y Metodología Estudio Peajes)	Revisar el informe de cálculo de Peajes del Sistema Secundario
Revisión del Informe de Costos Mayoristas 2005 - 2006	Cumplir con lo establecido en el Artículo 86 del RLGE, para aplicar tarifas base a partir del 1 de mayo 2005
Auditoria a facturación de Tarifa Social EEGSA, DEOCSA, DEORSA y EEM	Cumplir con lo dispuesto por la Ley de Tarifa Social
Auditoria aportes otorgados por el INDE a usuarios de EEGSA, DEOCSA y DEORSA	Cumplir con lo dispuesto por el Consejo Directivo del INDE



*Normas de Calidad*

# NORMAS TÉCNICAS EMITIDAS Y FISCALIZACIÓN DE SU CUMPLIMIENTO

## ***NORMAS TÉCNICAS EMITIDAS POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA***

Según lo establece el Artículo 4 literal e) de la Ley General de Electricidad la Comisión Nacional de Energía Eléctrica también tiene asignada la función de emitir las normas técnicas relativas al Subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas. Es así como se han emitido las siguientes normas:

*Cuadro No. 6*

<b>Norma</b>	<b>Objeto General</b>	<b>Resolución</b>	<b>Fecha de Emisión</b>
i. Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte y Sanciones (NEAST)	Establecer los criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones del sistema de transporte de energía eléctrica se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, sus bienes y calidad del servicio.	CNEE 28-98	25/11/98
ii. Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)	Establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia, que debe cumplirse por todo interesado en acceder al sistema de transporte de energía eléctrica.	CNEE 33-98	8/12/98
iii. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)	Establecer los derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica., tanto en el punto de entrega como el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas	CNEE 9-99	7/4/99
iv. Norma de Seguridad de Presas (NSP)	Su propósito proteger las vidas y los bienes que se encuentran dentro del área de influencia de las presas usadas en la generación de energía eléctrica.	CNEE 29-99	8/9/99

Norma	Objeto General	Resolución	Fecha de Emisión
v. Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOD)	Establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas los bienes y la calidad del servicio.	CNEE 47-99	27/10/99
vi. Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte (NTDOST)	Establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.	CNEE 49-99	18/11/99
vii. Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)	Establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones	CNEE 50-99	18/11/99
viii. Anexo a las NTSD		CNEE 51-99	26/11/99
ix. Norma de Transformadores Monofásicos Sumergidos en Aceite (NTMSA)	Establece en sí misma o mediante referencias a otras normas y/o planos y dibujos, las especificaciones técnicas, características y pruebas que deben cumplir y satisfacer los tipos de transformadores monofásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión, tipo convencional y tipo autoprotegido, utilizados en el ámbito de Empresa Eléctrica de Guatemala en sus instalaciones de media tensión.	CNEE 31-2000	31/5/2000

## *NORMAS TÉCNICA EN PROCESO DE DESARROLLO:*

*Cuadro No. 7*

Normas del Servicio de Alumbrado Público (NSAP)	Establecen las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos relacionados con las instalaciones de alumbrado público.
Normas para Tratamiento de Anomalías (NTA)	Establecen las disposiciones, criterios y procedimientos para el tratamiento de las anomalías que ocurren en el consumo de energía eléctrica.
Normas para el Diseño de Instalaciones de Distribución (NDID)	Establecen los criterios para el diseño de instalaciones eléctricas de distribución. Desarrollo de las NTDOID.

## *NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN*

### *GENERALIDADES*

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

Evaluación de la Calidad del Servicio Comercial. La Calidad del Servicio Comercial será evaluada sobre la base de dos aspectos:

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

Período de Control para la evaluación del Servicio Comercial. El período de control para la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor será de seis meses continuos.

### *CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL DEL DISTRIBUIDOR*

Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor. Este concepto se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a los Distribuidores de energía eléctrica. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar a una sanción y/o multa por parte de la Comisión.



Tolerancias para el Servicio Comercial del Distribuidor.

Las tolerancias sobre los índices o indicadores son las siguientes:

a) Porcentaje de Reclamos o Quejas:

ETAPA DE RÉGIMEN:  $R < 5\%$

b) Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:

ETAPA DE RÉGIMEN:  $TPPR < 10$  días

c) Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:

La precisión de la medición del Consumo de energía eléctrica definida como admisible incluye al conjunto de equipos que conforman el equipamiento de medición (Transformadora de medición y medidora), y se la discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW: Error máximo de la medición 3%

Usuarios con potencias superiores a 11 kW: Error máximo de la medición 2%

El equipo de medición deberá responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la Comisión, garantizando la precisión de la medición indicada anteriormente.

El valor de la precisión del equipamiento de medición deberá ser indicado en la boleta de verificación, la cual hará referencia a la norma con la cual cumple.

d) Notificación de Interrupciones Programadas:

48 horas, antes del inicio de la interrupción.

e) Verificación de la precisión del medidor de consumo de energía eléctrica.

Se hará por medio de muestreos mensuales, a partir de la Etapa de Transición. La Distribuidora deberá proponer a la Comisión el plan de muestreo en forma semestral y con tres meses de anticipación. La Comisión podrá aprobar o modificar el plan. Según la cantidad de Usuarios que tenga la Distribuidora, la cantidad de medidores que deben ser verificados será como se indica a continuación:

- Para Distribuidores con más de 100,000 Usuarios: 1 medidor por cada 5,000 Usuarios.
- Para Distribuidores de 10,000 a 100,000 Usuarios: 1 medidor por cada 1,000 Usuarios.
- Para Distribuidores con menos de 10,000 Usuarios: 1 medidor por cada 500 Usuarios.

Se considera que un Lote no cumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento de la muestra no cumple con las normas de fabricación correspondientes. En estos casos la Comisión definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar que todos los medidores del lote deban ser sustituidos.

## *CALIDAD DE LA ATENCIÓN AL USUARIO*

Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario.

El Objetivo de la Calidad de la Atención al Usuario es garantizar que el Distribuidor le provea al Usuario una atención que cumpla lo estipulado en las Normas, respecto de los aspectos que le afectan de manera individual. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar al pago de una indemnización del Distribuidor al Usuario.

Índices de Calidad de la Atención al Usuario:

- a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red.
- b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red.
- c) Reconexiones.
- d) Facturación errónea.

Tolerancias para la Atención al Usuario.

- a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red:  
30 días, máximo.
- b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red:  
4 meses, máximo.
- c) Reconexiones.

Superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Usuario los pagos que correspondan, el Distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro horas.

- d) Facturación errónea.

Los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la próxima factura emitida. Si los reclamos se hubieran registrado dentro de los quince días calendario, anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se ampliará a la siguiente facturación. El Distribuidor deberá verificar que el mismo error no se haya producido con otros Usuarios. De ser ese el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevos reclamos. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes seis meses, para los mismos Usuarios, en caso contrario, se considerará como reincidencia. La reincidencia será sancionada con una multa establecida por la Comisión, en función del historial del Distribuidor.



## *ACTIVIDADES DE FISCALIZACIÓN DEL SERVICIO COMERCIAL, SERVICIO TÉCNICO Y DEL PRODUCTO SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

### • FISCALIZACIÓN DE REGISTROS DE OPERACIONES COMERCIALES

#### 1. Fundamento Legal:

- Capítulo V, Artículos del 101 al 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Artículos 67, 68 y 69 de la Resolución CNEE-09-99 Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
- Resolución CNEE-08-98 Reglamento para La Atención de Reclamos y Quejas de los Usuarios del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica.

#### 2. Descripción:

Proceso por medio del cual se fiscaliza el cumplimiento de plazos y tolerancias establecidas en norma para la realización de operaciones comerciales, siendo estas: Conexiones, Reconexiones y Reclamos. Para el efecto se requieren los expedientes (100% o muestralmente), de los casos individuales debiendo contener cada expediente la documentación fuente que permita verificar el cumplimiento de los plazos y tolerancias (contratos, comprobantes de pago, órdenes de ejecución cumplidas, etc.) establecidos en las normas.

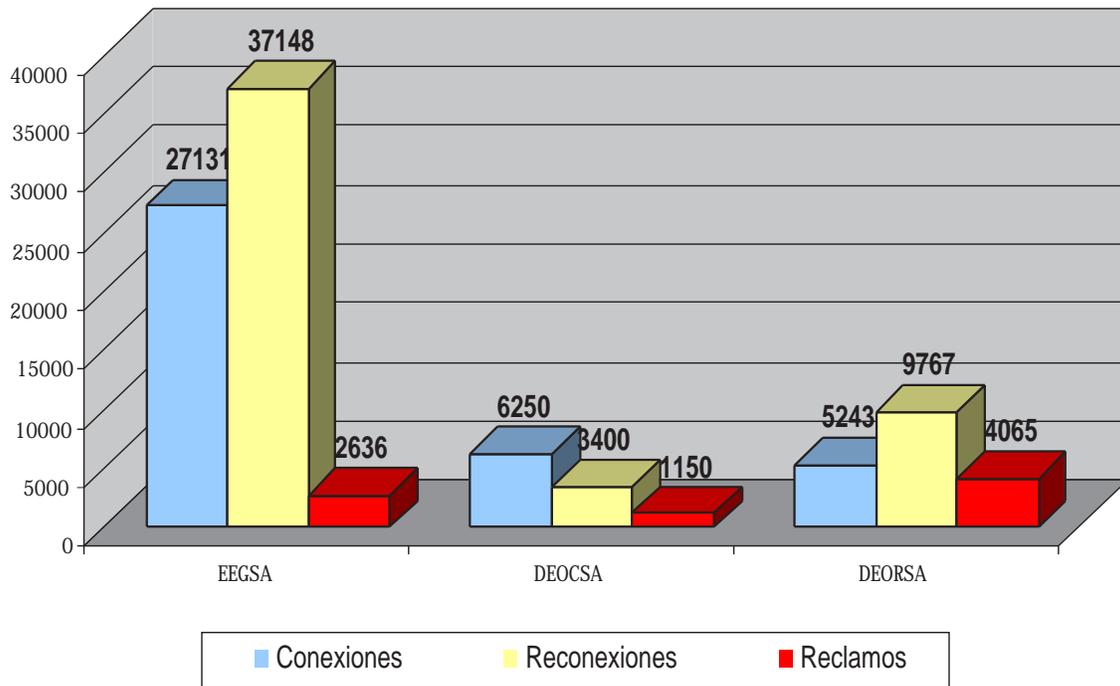
#### 3. Objetivo:

Establecer el nivel de cumplimiento de las distribuidoras con relación a los estándares de calidad estipulados en la normativa vigente y, con base en el nivel encontrado, girar las instrucciones necesarias para que la distribuidora tome las medidas correctivas necesarias en mejora de la calidad de gestión de operaciones comerciales en mejora de la atención al usuario.

*Cuadro No. 8 Fiscalización de Registros de Operaciones Comerciales  
Cantidad de Casos Fiscalizados, mayo 2004 - abril 2005*

<b>Op. Comerciales</b>	<b>EEGSA</b>	<b>DEOCSA</b>	<b>DEORSA</b>	<b>Total</b>
Conexiones	27131	6250	5243	38624
Reconexiones	37148	3400	9767	50315
Reclamos	2636	1150	4065	7851
<b>TOTAL</b>	<b>66915</b>	<b>10800</b>	<b>19075</b>	<b>96790</b>

Gráfica No. 14 fiscalización de registros de operaciones comerciales  
 eegsa, deocsa y deorsa, cantidad de casos fiscalizados  
 mayo 2004 - abril 2005



La tabla y gráfica anterior, esquematizan la cantidad de registros de operaciones comerciales fiscalizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica durante el periodo reportado, haciendo un total de 96,760 operaciones comerciales.

# *FISCALIZACIÓN SISTEMÁTICA DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

## 1. Fundamento Legal:

- Artículos 99, 107 y del Reglamento de la Ley General de Electricidad
- Artículos 67 ,68 y 69 de la Resolución CNEE-09-99 Normas Técnicas del Servicio de Distribución
- Resolución CNEE-08-98 Reglamento para La Atención de Reclamos y Quejas de los Usuarios del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica

## 2. Descripción:

Proceso integral de fiscalización en el cual se verifica el cumplimiento de los requerimientos de la calidad del servicio eléctrico en las oficinas comerciales de las distribuidoras a nivel nacional. En este proceso se fiscalizan los siguientes aspectos: Atención al usuario en las oficinas comerciales, rutas de lectura y entrega de facturas, operaciones comerciales del área de influencia de la oficina comercial fiscalizada, atención de reclamos, calidad de producto (regulación de voltaje) y servicio técnico (interrupciones del suministro).

## 3. Objetivo:

Verificar de manera integral y con información de primera mano, la calidad del servicio prestado por las distribuidoras en las distintas áreas del país, determinando las deficiencias y transgresiones al marco regulatorio, para girar las instrucciones y tomar las acciones que orienten a la distribuidora para la mejora de la calidad a sus usuarios.

## 4. Lugares donde se llevó a cabo la fiscalización sistemática

Durante el año 2004 y 2005 se llevaron a cabo procesos de fiscalización en oficinas comerciales de las distribuidoras en Huehuetenango, Zacapa, Teculután, San Marcos, Santa Elena y Poptún (Petén), Tecún Uman y Malacatán (San Marcos), Sololá y Panajachel (Sololá), Jutiapa y Asunción Mita, Jalapa, Nueva Santa Rosa y Chiquimulilla (Santa Rosa). Se fiscalizó la atención al Usuario, gestión del libro de quejas, operaciones comerciales, rutas de lectura.



Fiscalización de Rutas de lectura y entrega de facturas

# FISCALIZACIÓN DE LA ATENCIÓN DE RECLAMOS, QUEJAS Y DENUNCIAS SOBRE EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

## *RECLAMOS, QUEJAS Y DENUNCIAS:*

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica diseñó, editó e instaló libros de quejas en todas las agencias comerciales de las empresas de distribución de energía eléctrica autorizadas en para operar en el País. El diseño de las hojas de dichos libros es de selección múltiple y contiene un original y dos copias de cada reclamo que se distribuyen al usuario para que dé seguimiento a su reclamo, a la distribuidora para la resolución del mismo y a la Comisión para la fiscalización respectiva.

**RECLAMOS:** Todo Reclamo por parte de usuarios, de conformidad con el Artículo 106 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, “por cualquier deficiencia en la prestación del servicio, en cualquiera de sus aspectos, deberá ser recibida y registrada por el Distribuidor... hasta su resolución y respuesta al Consumidor.” “El Distribuidor deberá atender los reclamos por interrupción en el suministro de electricidad las 24 horas del día.”

**QUEJAS:** Según el Artículo 111 del Reglamento de la Ley General de Electricidad: “El Distribuidor deberá poner a disposición de los Consumidores en cada centro de atención comercial un libro de quejas, foliado y notariado, donde el usuario podrá asentar sus reclamos con respecto al servicio, cuando no reciba las prestaciones o no sea atendido conforme se establece a las normas técnicas que emita la Comisión. El libro de quejas deberá estar a disposición de la Comisión en todo momento.”

**DENUNCIAS:** De conformidad con el Artículo 144 del Reglamento de la Ley General de Electricidad: “La denuncia deberá ser efectuada en forma escrita a la Comisión.”  
Toda denuncia tiene requisitos específicos y un procedimiento establecido, el cual deberá atenderse en toda denuncia y de no cumplir con los mismos el denunciante, no podrá dársele trámite a dicha denuncia, hasta que esta sea corregida.

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Reclamos y Quejas emitido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los Usuarios deben de presentar directamente sus reclamos ante las empresas distribuidoras, quienes son las obligadas a atender y resolver los mismos. Sin embargo, algunos Usuarios que habiendo agotado la primera instancia ante las Distribuidoras consideran que su reclamo no fue atendido o resuelto a su conformidad presentan sus denuncias directamente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el inicio del proceso correspondiente.



EL propósito de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en esta actividad es garantizar el cumplimiento de la ley y el respeto a los derechos de los usuarios del servicio eléctrico, evitando prácticas abusivas o atentatorias en contra de tales derechos, a través de la investigación y fiscalización de los casos que son presentados ante la misma.

*Cuadro No. 9 Reclamos EEGSA Clasificados por motivo  
mayo 2004 - abril 2005*

<b>Motivo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>%</b>
Conexión fuera de plazo	77	2.32%
Daño a equipos	27	0.81%
Datos erróneos de usuario en factura	4	0.12%
Deficiente atención de llamadas de emergencia	0	0.00%
Factura no llega al usuario	427	12.88%
Falla de transformador	0	0.00%
Fallas en alumbrado público	144	4.35%
Fluctuaciones de voltaje	37	1.12%
Inconformidad con el cobro	1382	41.70%
Inconformidad con la tarifa	0	0.00%
Interrupciones del servicio	8	0.24%
Mal funcionamiento de contador	11	0.33%
Mala atención en oficinas	70	2.11%
No atienden de llamadas de emergencia	3	0.09%
Orden de corte sin razón	179	5.40%
Reconexión fuera de plazo	312	9.41%
Otros	633	19.10%
<b>Total</b>	<b>3314</b>	<b>100%</b>

En la tabla anterior puede observarse que el mayor motivo de reclamo lo constituyó la inconformidad con el cobro con un 41.70%, ocupando el tercer lugar como motivo el hecho de la factura no llega al usuario. Asimismo, de los 3314 reclamos presentados 921(21.79%) fueron declarados procedentes por la CNEE y el resto 2393(72.21%) improcedentes.

*Cuadro No. 10 Reclamos EEGSA Clasificados por medio de Presentación  
mayo 2004 - abril 2005*

<b>Medio</b>	<b>Cantidad</b>	<b>%</b>
Carta y Fax	922	27.82%
Libro de Quejas	1878	56.67%
Personalmente	42	1.27%
Teléfono	469	14.15%
e-mail	3	0.09%
Otros	0	0.00%
<b>Total</b>	<b>3314</b>	<b>100%</b>

En la tabla anterior, puede observarse que del total de 3314 reclamos presentados durante el período el mayor porcentaje se presentó por medio del libro de quejas (56.67%), siendo la carta y fax el segundo medio más utilizado (27.82%).

*Cuadro No. 11 Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.  
reclamos deocsa clasificados por motivo mayo 2004 - abril 2005*

<b>Motivo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>%</b>
Fluctuaciones de voltaje	18	0.09%
Inconformidad con el cobro	18792	98.50%
Mal funcionamiento de contador	30	0.16%
Otros	238	1.25%
<b>Total</b>	<b>19078</b>	<b>100%</b>

En la tabla anterior, puede observarse que del total de reclamos presentados en Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. durante el periodo, el 98.50% de los mismos corresponde al motivo de inconformidad con el cobro. De acuerdo a los resultados del análisis efectuado por la CNEE del total de los reclamos presentados el 92.01% fueron declarados procedentes y el 7.99% improcedentes.

En el caso de DEOCSA el mayor porcentaje de reclamos fue presentado personalmente, siendo el teléfono el segundo medio más utilizado.

*Cuadro No. 12 Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.  
Reclamos Deorsa Clasificados por motivo mayo 2004 - abril 2005*

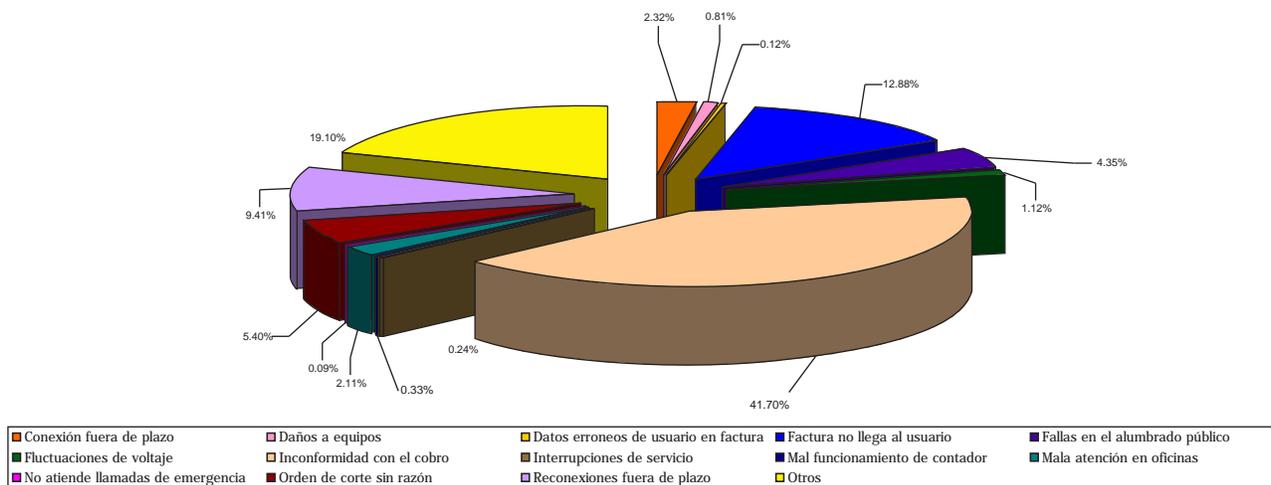
<b>Motivo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>%</b>
Fluctuaciones de voltaje	9	0.03%
Inconformidad con el cobro	26393	96.70%
Mal funcionamiento de contador	513	1.88%
Reconexión fuera de plazo		
Otros	378	1.38%
<b>Total</b>	<b>27293</b>	<b>100%</b>

De acuerdo a la tabla anterior, el mayor porcentaje de reclamos presentados en la Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., fue por el motivo de inconformidad con el cobro, ocupando el segundo lugar el motivo de mal funcionamiento del contador.

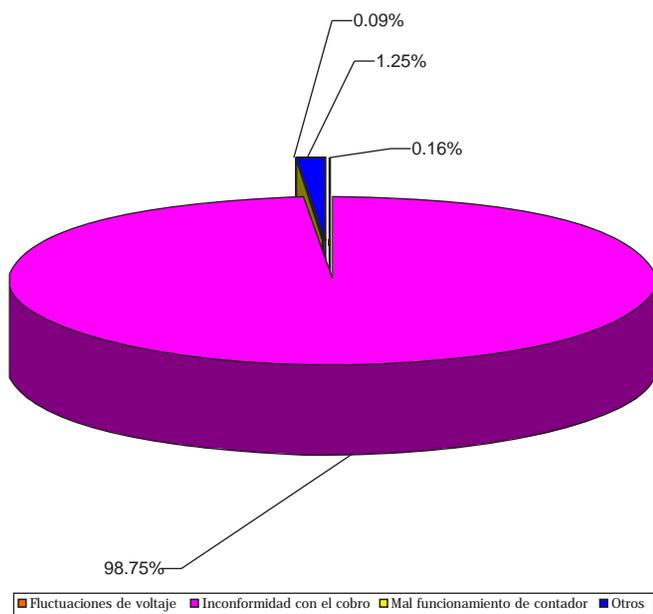
Del total de 27293 reclamos presentados, 22655(83.0%) fueron declarados procedentes por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y 4638(16.99%) improcedentes.

En el caso de DEORSA el mayor porcentaje de reclamos fue presentado por teléfono y personalmente,

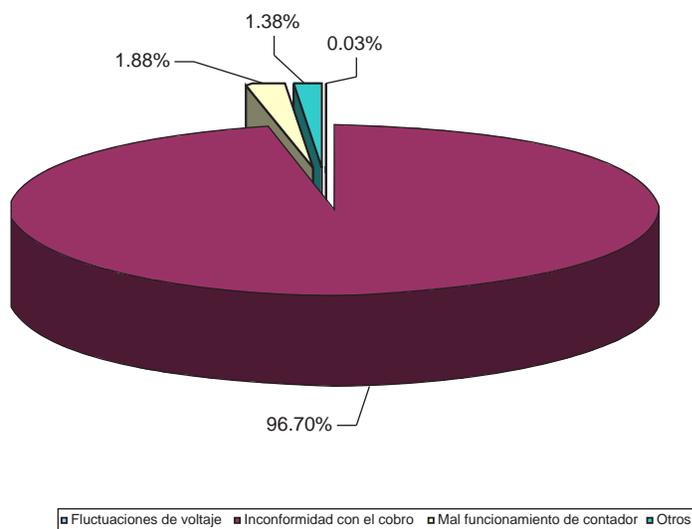
Gráfica No. 15 Reclamos EEGSA Clasificados por Motivo Mayo 2004 - Abril 2005



Gráfica No. 16 Reclamos DEOCSA Clasificados por Motivo Mayo 2004 - Abril 2005



Gráfica No. 17 Reclamos DEORSA Clasificados por Motivo Mayo 2004 - Abril 2005





# INDICADORES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# INDICADORES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## 1. Fundamento Legal:

- Artículos 62, 63, 64, 65 y 66 de la Resolución CNEE-09-99 Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
- Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Resolución CNEE-68-2001, Metodología para el Control de la Calidad Comercial.

## 2. Descripción:

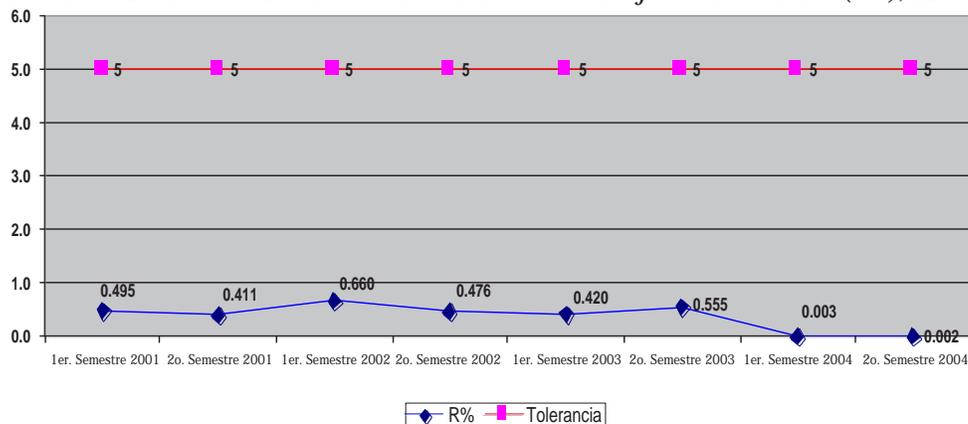
Fiscalización en la cual a través de un sistema computarizado, se procesan los reportes mensuales y semestrales de operaciones comerciales de las distribuidoras para determinar los Indicadores de Calidad establecidos en las normas siendo estos: Porcentaje de Reclamos (R%), Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos (TPPR), así como los indicadores individuales por cada caso de operaciones comerciales (Plazos de Conexiones, Plazos de Reconexiones, Notificación de Interrupciones Programadas).

## 3. Objetivo:

Determinar si los indicadores de las distribuidoras cumplen o no con las tolerancias máximas permitidas en la normativa vigente, para realizar las acciones coercitivas estipuladas en norma para la mejora de la calidad (posibles sanciones, indemnizaciones, etc.)

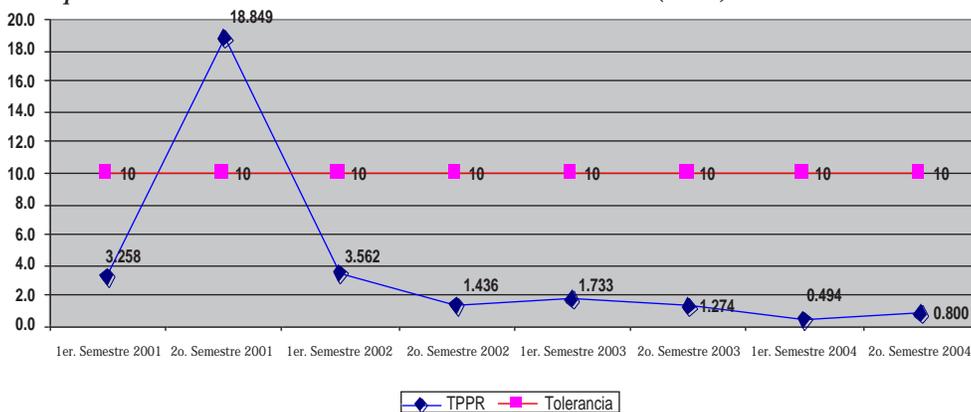
## 4. RESULTADOS

Gráfica No. 18 Evolución Histórica Semestral • Porcentaje de Reclamos (R%), EEGSA 2001 - 2004



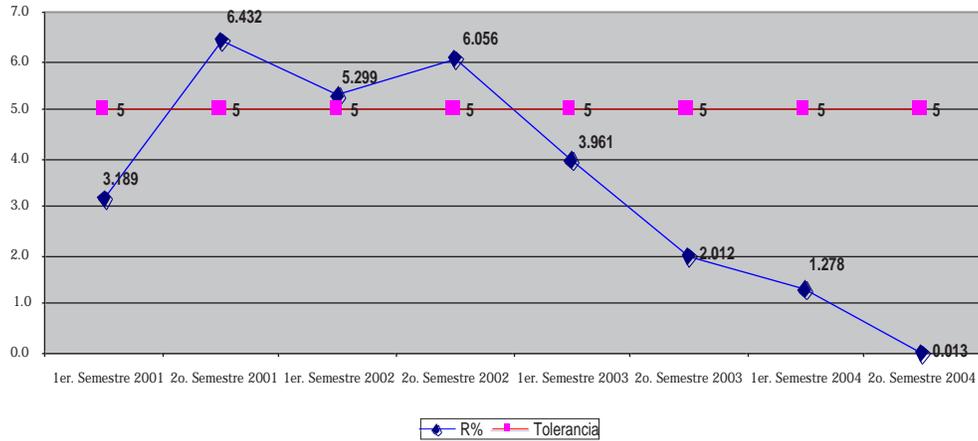
De acuerdo a la gráfica anterior, puede apreciarse que la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., se ha mantenido por debajo de la tolerancia establecida en la norma correspondiente al número de reclamos presentados dentro del número de usuarios, apreciándose una disminución en el índice.

Gráfica No. 19 Evolución Histórica Semestral  
Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos (TPPR) EEGSA 2001 - 2004



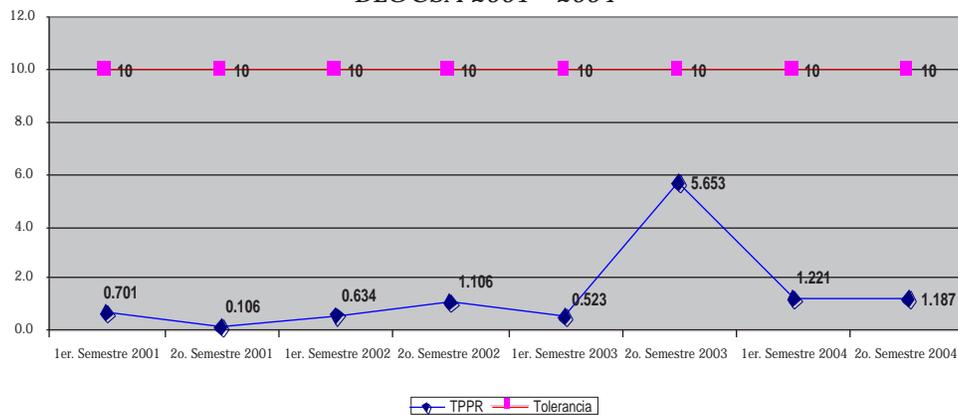
En la gráfica anterior, puede apreciarse que la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., con excepción del segundo semestre del año 2001, se ha mantenido por debajo de la tolerancia establecida en la norma en cuanto al tiempo promedio de procesamiento de reclamos (TPPR).

*Gráfica No. 20 Evolución Histórica Semestral  
Porcentaje de Reclamos (R%), DEOCSA 2001 - 2004*



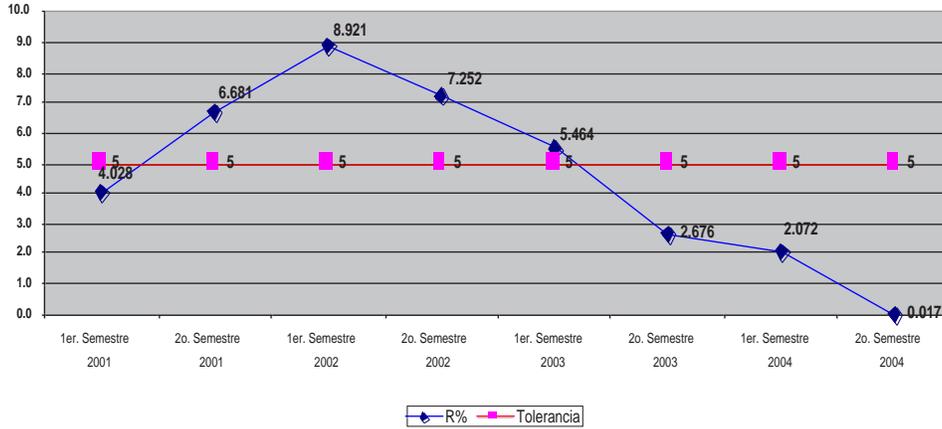
De acuerdo a la gráfica anterior, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A., superó la tolerancia establecida en la Norma NTSD durante los años 2001 y parte del 2002, habiendo mejorado sustancialmente a partir del segundo semestre del año 2002. El índice representado en esta gráfica mide la cantidad de reclamos con relación al número de usuarios.

*Gráfica No. 21 Evolución Histórica Semestral  
Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos (TPPR)  
DEOCSA 2001 - 2004*



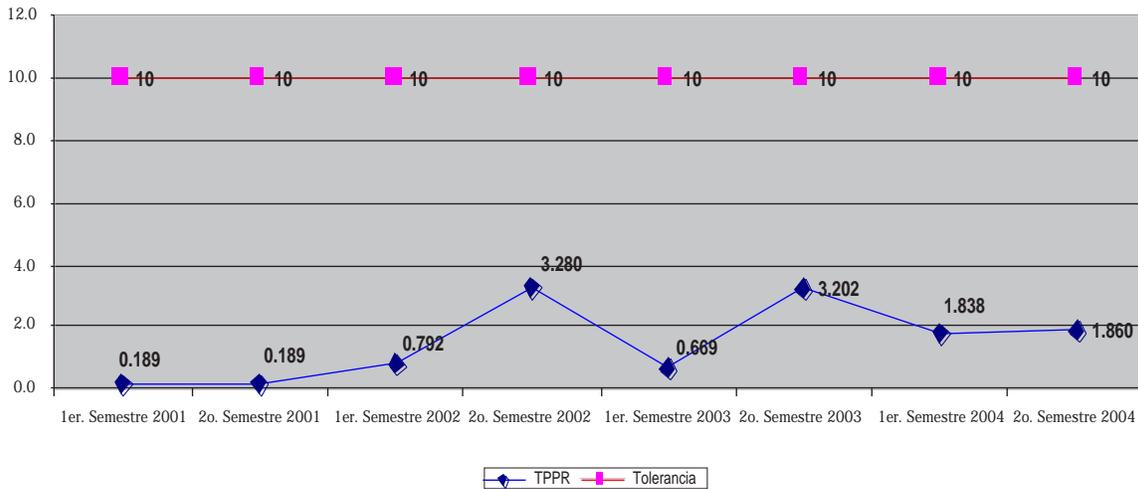
En la gráfica anterior, puede establecerse que la entidad Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A., se ha mantenido por debajo de la tolerancia establecida en la norma NTSD con relación al tiempo promedio de procesamiento de reclamos (TPPR).

Gráfica No. 22 Evolución Histórica Semestral  
Porcentaje de Reclamos (R%), DEORSA 2001 - 2004



De acuerdo a la gráfica anterior, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., superó la tolerancia establecida en la Norma NTSD durante los años 2001 y 2002, habiendo mejorado sustancialmente a partir del año 2003. El índice representado en esta gráfica mide la cantidad de reclamos con relación al número de Usuarios.

Gráfica No. 23 Evolución Histórica Semestral  
Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos (TPPR) DEORSA 2001 - 2004



De acuerdo a la gráfica anterior, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., se ha mantenido por debajo de la tolerancia establecida en la Norma en cuanto al tiempo promedio de procesamiento de reclamos (TPPR)

Comentario:

De acuerdo a los indicadores anteriormente expuestos, existe, en las tres distribuidoras, una tendencia sostenida a la baja, en el Indicador R%, lo cual indica que el número de reclamos de los Usuarios ha decrecido de manera sostenida en el último año y medio. Con relación al Indicador TTPR, cabe indicar que no obstante se observa irregularidad en la curva de tendencia de las tres distribuidoras, los valores de la misma se mantienen por debajo de la tolerancia lo cual indica que existe un aceptable nivel de celeridad en el tiempo promedio de atención de reclamos al usuario.

## ***INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO***

### ***GENERALIDADES***

La Calidad del Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los Usuarios.

Período de control para la Calidad el Servicio Técnico: El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos semestrales continuos.

Interrupciones: Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Para efectos de aplicación de las normas, no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos; así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

Índices de Calidad para las Interrupciones: La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

Tolerancias para las Interrupciones: Las tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica son:

*Cuadro No. 13 Índices Globales normados para control de interrupciones*

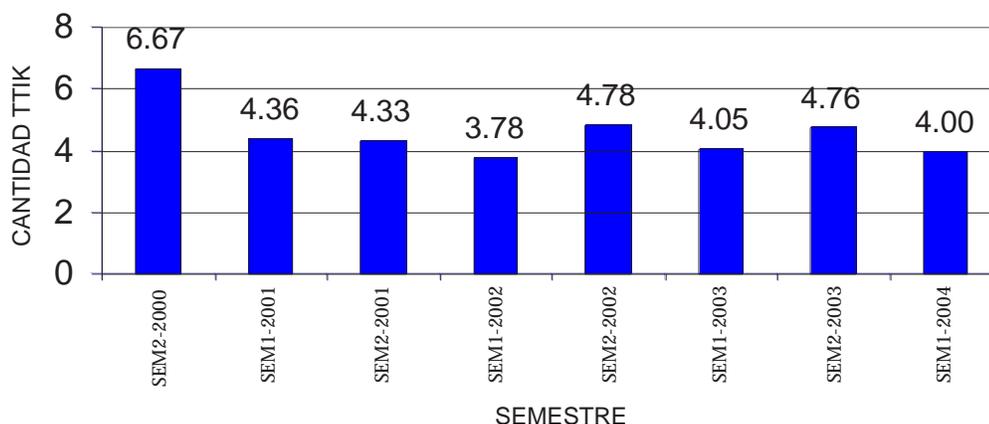
A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
Interrupciones atribuibles a distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Cuadro No. 14 Índices Individuales para control de interrupciones

A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Todos los Usuarios)	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

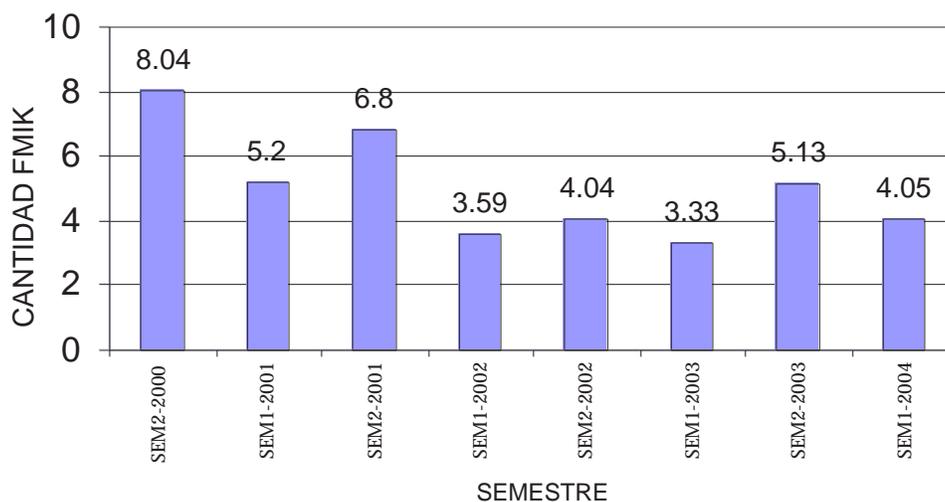
En la siguiente gráfica puede observarse que la Empresa Eléctrica de Guatemala SA, en general no ha superado la tolerancia establecida en las normas NTSD con relación a los valores de TTIK

Gráfica No. 24 EEGSA TTIK



En la siguiente gráfica, se muestran los valores del índice FMIK para Empresa Eléctrica de Guatemala durante el periodo comprendido del segundo semestre del año 2000 al primer semestre del año 2004

Gráfica No. 25 EEGSA FMIK



## ASISTENCIA TÉCNICA

- ASISTENCIA TÉCNICA PARA FORTALECIMIENTO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES.
- CAPACITACIÓN A PERSONAL DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

## *ASISTENCIA TÉCNICA PARA EL FORTALECIMIENTO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES*

Con el propósito de apoyar el fortalecimiento técnico y administrativo de las Empresas Eléctricas Municipales, personal designado por CNEE, ha llevado a cabo actividades informativas y de capacitación acerca del marco regulatorio y sus exigencias de calidad, elaborando en algunas de ellas un diagnóstico sobre la Calidad del Producto Técnico (Regulación de voltaje, etc.), la Calidad del Servicio Técnico (Interrupciones del servicio), la Calidad Comercial (Atención al usuario, cobros, etc.)

Durante el año 2005 se han llevado a cabo actividades de capacitación y de apoyo relacionadas con la aplicación de las normas de calidad del servicio de distribución en las Empresas Eléctricas Municipales de Jalapa, San Marcos, San Pedro Sacatepequez y Puerto Barrios.

Asimismo, durante el mes de mayo de 2005 se impartieron seminarios de capacitación sobre la aplicación de sus pliegos tarifarios a las Empresas Eléctricas Municipales de Guastatoya, Jalapa, San Pedro Pinula, Gualán, Quetzaltenango, Huehuetenango, San Marcos, San Pedro Sacatepéquez, Joyabaj,



*Capacitación en EEM de Jalapa*

## *CAPACITACIÓN SOBRE MARCO REGULATORIO Y NORMAS DE CALIDAD BRINDADA A PERSONAL TÉCNICO DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEORSA Y DEOCSA:*

Durante los meses de octubre y noviembre del 2004 personal de fiscalización desarrolló exposiciones sobre el marco regulatorio y sus exigencias de calidad a la totalidad de Jefes de las Oficinas Comerciales de DEOCSA y DEORSA.

Estas sesiones se desarrollaron, para DEOCSA en la Central de Estudios Cooperativos de Chimaltenango el 10 de octubre y el 7 de noviembre y para DEORSA en el Hotel Pasabién el día 27 de octubre, todos los eventos en el 2004.



*Seminarios sobre Marco Regulatorio y calidad DEOCSA y DEORSA*

