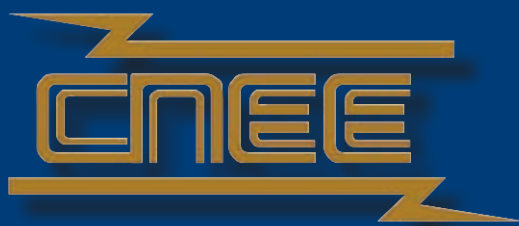


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



MEMORIA DE LABORES

Período
mayo 2008 – abril 2009 Año 12

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



MEMORIA DE LABORES

PERÍODO MAYO 2008-ABRIL 2009

AÑO 12

DIRECTORIO DE LA CNEE

Presidente

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford

Director

Ingeniero Enrique Moller Hernández

Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández



De izquierda a derecha Ingeniero César Augusto Fernández Fernández (Director), Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford (Presidente), Ingeniero Enrique Moller Hernández (Director).

Organización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(Aprobada mediante Acuerdo CNEE 68–2009 de fecha 20 de abril de 2009)

Gerente General/ Secretario Ejecutivo

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.

Jefe del Departamento de Finanzas

Contador Santos Egidio Cua Ortega

Jefe del Departamento de Informática

Ingeniero Jorge Rivera Arroyo

Jefe del Departamento de Compras y Contrataciones

Licenciado Saúl Valdez

Coordinación de Comunicación

Licenciada Pilar Escudero

Licenciada Inés Arango (desde 23 de febrero 2009)

Gerente Jurídico

Licenciado Amilcar Brabatti

Jefe de División de Regulación Calidad

Ingeniero Byron Azurdía

Jefe del Departamento de Calidad Comercial

Ingeniero Julio Bran (hasta diciembre 2008)

Jefe del Departamento de Servicio, Producto Técnico y Calidad Comercial

Ingeniero Jacobo Estuardo Ponce (desde 2/1/2009)

Jefe de División de Tarifas

Ingeniero Melvin Quijivix

Jefe del Departamento de Ajustes Tarifarios

Ingeniero Miguel Santizo

Jefe del Departamento de Estudios Tarifarios

Ingeniera Marcela Peláez

Jefe de División de Proyectos Estratégicos

Ingeniero Rafael Argueta

Jefe del Departamento de Normas y Estudios Eléctricos

Ingeniero Oscar Arriaga

Jefe del Departamento de Planificación de Proyectos

Ingeniero Fernando Moscoso

Jefe de División de Mercado

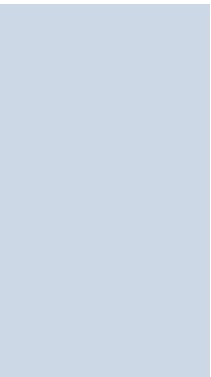
Ingeniero Marcello Estrada Vides

Jefe del Departamento de Vigilancia y Monitoreo de Mercado

Ingeniero Julio Marroquín

Abreviaturas o siglas utilizadas en la presente memoria

Abreviatura	Significado
CNEE o Comisión	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Ley	Ley General de Electricidad
Reglamento	Reglamento de la Ley
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ACERCA	Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Centro América
ARIAE	Asociación Reguladores IberoAmericanos de Energía
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CEDDET	Centro de Educación a Distancia para el Desarrollo Económico y Tecnológico
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
EEM'S	Empresas Eléctricas Municipales
GDR'S	Generadores Distribuidos Renovables
PET	Plan de Expansión de Transmisión
PEG	Plan de Expansión de Generación
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
CNE	Comisión Nacional de Energía
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
MER	Mercado Eléctrico Regional
RMER	Reglamento Mercado Eléctrico Regional
RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
CRIE	Comisión Reguladora Interconexión Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional



Índice

Abreviaturas	5
Introducción	9
Capítulo I	
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica Creación, Integración y Funciones	15
Capítulo II	
Estudios tarifarios	21
Estudios de Caracterización de la Carga	22
Fiscalización en campo de la instalación y retiro de los medidores electrónicos utilizados.....	22
Análisis Detallado de la Curva de Carga	23
Auditoría de Activos de Distribución	24
Estudios del Valor Agregado de Distribución	25
Proceso de realización de estudios tarifarios de Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.	26
Proceso de realización de estudios tarifarios de Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.	26
Valores resultantes de los estudios tarifarios	27
Ajustes tarifarios.....	37
Ajustes Anuales a las Tarifas de Distribución Final	39
Licitaciones de bloques de cubrimiento de potencia y energía Empresas Eléctricas Municipales –EEM–	40
Estudio de Cálculo de los Peajes del Sistema de Transmisión	46
Capítulo III	
Proyectos estratégicos	55
Licitaciones para Adicionar Nueva Generación.....	55
Licitaciones para cubrir la Demanda de los Agentes Distribuidores.....	56
Planes de expansión de los sistemas de generación y transporte	56
Planes de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022.....	58
Capacidad a instalar durante el Plan de Generación.....	58
Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.....	59
Licitación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.....	63
En Líneas de Transmisión	72
Promoción de la licitación de las obras relacionadas con el plan de expansión del sistema de transporte.....	73
Emisión de Normas Técnicas	75
Aprobación de Estudios Eléctricos y Acceso a la Capacidad de Transporte (Normas Neast y NTAUCT)	76
Capítulo IV	
El mercado de electricidad	83
Resolución de reclamos de agentes del mercado mayorista	83
Implementación reformas normativas	84
Monitoreo del funcionamiento del mercado mayorista	86

Capítulo V	
Regulación de la calidad del servicio de distribución	93
Fiscalización de la calidad del producto técnico en distribución	93
Fiscalización del producto técnico en transporte	96
Fiscalización de los registros de operaciones comerciales	97
Tamaño de las muestras de verificación por parte de la Comisión de los plazos establecidos en las normas	98
Fiscalización del cumplimiento de la Norma de Reclamos y Quejas.....	98
Fiscalización de indemnizaciones	100
Fiscalización del cumplimiento de las normas de diseño y operación de las instalaciones de transporte y distribución	102
Fiscalización del cumplimiento de las normas de seguridad de presas.....	103
 Capítulo VI	
Programa de eficiencia energética.....	109
Apoyo en el plan integral de eficiencia energética del país	109
Convenio de Cooperación Técnica CNEE/FIDE	110
II Feria Energética	111
Curso para la Formación de Especialistas en Ahorro de Energía Eléctrica	112
Apoyo a Programas Municipales de Eficiencia Energética.....	113
Ahorro de energía eléctrica en instalaciones de la CNEE	113
 Capítulo VII	
Actuaciones Jurídicas derivadas de la aplicación del marco regulatorio.....	117
 Capítulo VIII	
Apoyo al fortalecimiento de las empresas eléctricas municipales.....	121
 Capítulo IX	
Apoyo informativo a diferentes entidades públicas y privadas.....	125
 Capítulo X	
Relaciones Internacionales	129
Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía de Centro América (ACERCA).....	129
Asociación de Entidades Reguladoras de Energía de Iberoamérica (ARIAE)	130
 Capítulo XI	
Fortalecimiento de la capacidad de la Comisión	135
Desarrollo del plan de capacitación	135
 Capítulo XII	
Tarifas.....	139
Anexo I	139
Anexo II.....	143
Anexo III.....	153
1 Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista	156
Centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual	169
2. Centrales Hidroeléctricas de Regulación Anual	171
Demanda de energía y potencia del sistema nacional interconectado.....	183
Demanda de energía y potencia del sistema nacional interconectado	185
Costos del mercado mayorista de electricidad	195
Servicios complementarios	197

Introducción

Sector eléctrico en la ruta del desarrollo

La energía eléctrica es un insumo estratégico para la actividad industrial, por lo que el sector eléctrico ha sido un tema permanente en la agenda de la Cámara de Industria.

Como entidad promovemos que se aplique y desarrolle de forma técnica el marco de regulación del sector eléctrico, coadyuvamos al desarrollo de un mercado orientado a la competencia; promovemos que los precios de la energía eléctrica sean resultados de los costos reales de proveer esta a los usuarios; impulsamos que se eliminen las distorsiones y transparente el sector, como garantía a la inversión; que se den las señales económicas a inversionistas nacionales y extranjeros que permitan la inversión en generación y transporte; y promovemos medidas que disminuyan la dependencia del petróleo que tiene el país para generación eléctrica. Así mismo, que los precios que por ley están regulados, sean establecidos conforme a la normativa legal con base en el resultado de los estudios técnicos objetivos e imparciales.

Es indudable que las autoridades del sector eléctrico han estado actuando para fortalecer el sector, aplicando la ley y evitando la injerencia política en la toma de sus decisiones. En los últimos meses CNEE emitió nuevos pliegos tarifarios base que entran en vigencia durante los próximos cinco años para las principales empresas distribuidoras en Guatemala. En este proceso, fue muy importante la norma legal que faculta a la CNEE a contratar un estudio independiente, para tener mayores elementos de juicio y establecer las nuevas tarifas. Los nuevos pliegos tarifarios son un avance para la competitividad del país, dado que los precios que obtiene actualmente el sector industrial, tienen menos distorsiones de índole económica que los anteriores.

También, las nuevas tarifas dan un tratamiento no discriminatorio entre usuarios del servicio eléctrico, eliminando anteriores subsidios cruzados entre categorías de usuarios, que están prohibidos en la misma Ley General de Electricidad.

También la CNEE enmendó la forma de establecer el precio máximo que las empresas distribuidoras podían cobrar en funciones de transportista a los grandes usuarios por el uso de la red de distribución; esta diferencia en el cobro significó un pago adicional cercano a los US\$18 millones que los grandes usuarios hicieron a las empresas distribuidoras, y que luego de las sentencias judiciales, ahora tendrán que ser devueltos a los grandes usuarios.

Recientemente, el Ministro de Energía y Minas conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, presentaron a la comunidad empresarial y al cuerpo diplomático acreditado en el país, el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022, que será de gran beneficio para continuar el desarrollo del sector eléctrico en Guatemala, además de promover una mayor participación en la generación hidroeléctrica. Lo anterior, permitirá modificar la matriz energética de Guatemala a largo plazo y reducirá la utilización de combustibles fósiles.

Es importante señalar que actualmente se aprovecha menos del 15% del potencial hidroeléctrico del país, por lo que es importante dar las señales económicas adecuadas a los inversionistas para que prefieran invertir en generación con energía renovable y de esa forma modificar la matriz energética del país así como mejorar la competitividad de Guatemala.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022, se enfoca en transformar el sistema de transporte, que actualmente es radial, a una red anillada. Esta nueva red mejora la confiabilidad del sistema de transporte, garantiza el suministro de electricidad a los principales centros de consumo, acerca el sistema de transmisión al potencial hidráulico del país y descongestiona los cuellos de botella que tiene el sistema actualmente. El plan prevé la construcción de 1,400 Km de líneas de transmisión para lo cual se va a requerir de una inversión de US\$495 millones y, los ahorros que se lograrán con esta inversión se estima que superan el costo de la misma.

Para financiar la construcción de los cinco proyectos que contempla el plan, la CNEE tiene previsto convocar a una licitación internacional para que las empresas interesadas oferten la construcción de los proyectos, bajo la modalidad que las empresas financian la construcción y a cambio reciben un canon anual durante 15 años que le permite recuperar la inversión. La licitación está provista para el presente año.

El principal reto para las autoridades del Ministerio de Energía y Minas y la CNEE será atraer la confianza de los inversionistas y luego tener su interés en invertir, especialmente en las circunstancias actuales de la economía mundial.

Por lo cual es importante resaltar nuevamente, el impulso que están dando las autoridades para el desarrollo del sector; contribuyen a dar confianza y certeza, elementos necesarios para un clima adecuado de negocios y atraer las inversiones que éste requiere.

Para la Cámara de Industria es alentador que se estén dando pasos para fortalecer el sector eléctrico en Guatemala, base para el desarrollo de la actividad industrial. Guatemala requiere de inversión para su desarrollo y los pasos que viene dando el Ministerio de Energía y Minas y la CNEE están contribuyendo a crear ese clima para fortalecer el sector. Así mismo, consideramos que será necesario otro esfuerzo por parte de las autoridades para crear un clima adecuado para cambiar la matriz energética del parque de generación, entre otros facilitar los derechos de vía para el sistema de transporte, esfuerzo que a mediano plazo daría enormes beneficios para la competitividad del país.

(Artículo tomado de la revista Industria y Negocios del mes de abril 2009, con autorización de la Cámara de Industria de Guatemala).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



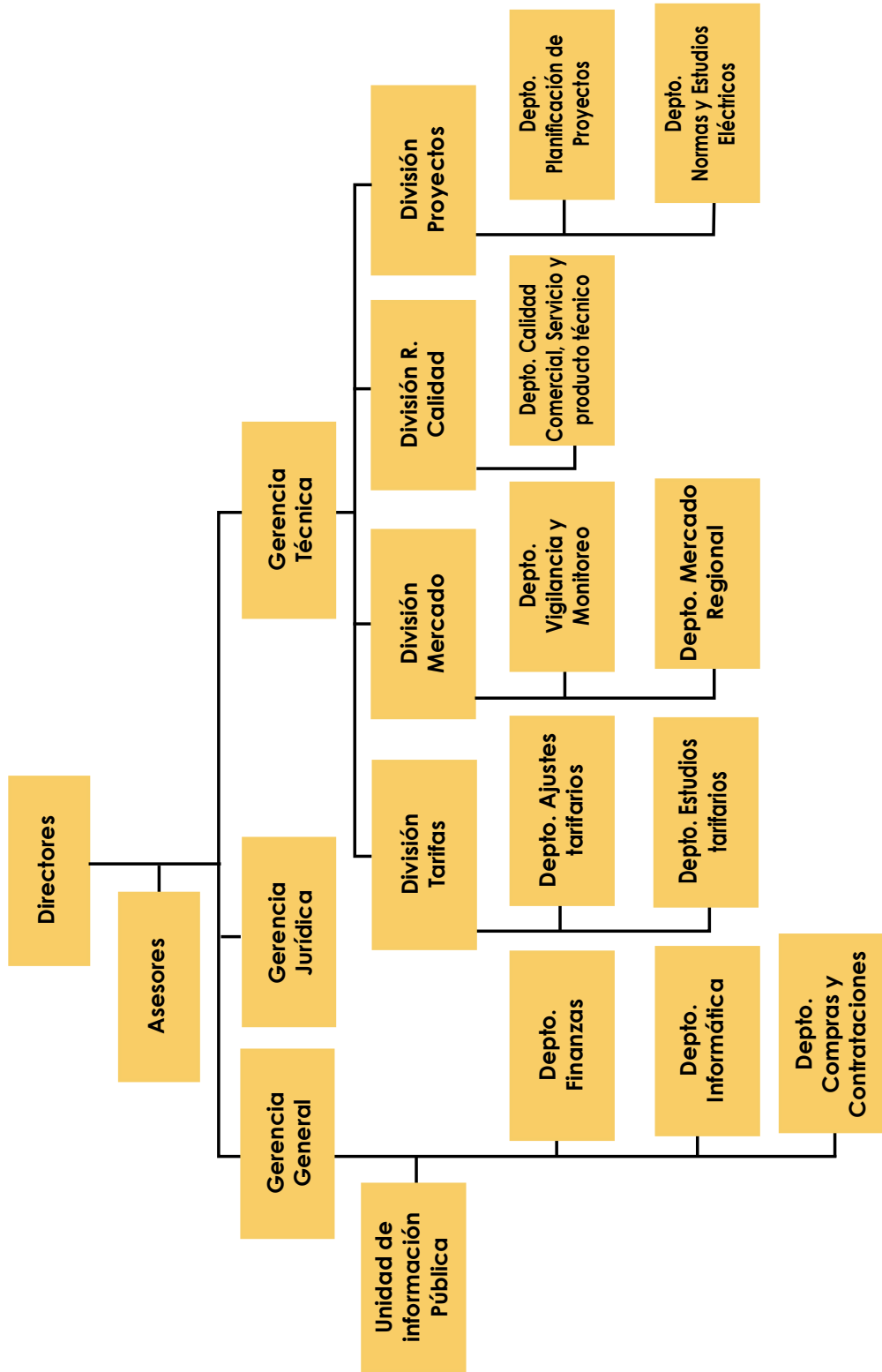
CAPÍTULO I



LA COMISIÓN NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA CREACIÓN,
INTEGRACIÓN Y FUNCIONES

Organigrama
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Aprobado mediante acuerdo CNEE 68-2009 del 20 de abril de 2009



La Comisión Nacional de Energía Eléctrica Creación, Integración y Funciones

Creación:

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 funciones.

Integración:

Está integrada por tres Directores que son nombrados por el Ejecutivo de ternas propuestas por:

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

Desde el 28 de mayo de 2007, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica está integrada por los ingenieros Carlos Eduardo Colom Bickford (Presidente), Enrique Moller Hernández (Director), César Augusto Fernández Fernández (Director), quienes fueron nombrados por cinco años.

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.

Funciones:

Establecidas en la Ley General de Electricidad

1. Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus Reglamentos, en materia de su competencia, e imponer sanciones a los infractores.
2. 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.
3. 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.
4. Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del Subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a ningún acuerdo.
5. Emitir las normas técnicas relativas al Subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
6. 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.

Establecidas en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 69-2007 publicado en el Diario de Centroamérica el 5 de marzo de 2007)

7. Responsable del mecanismo de verificación. De conformidad con la Ley, 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 necesidades de cambios en la estructura o reglas del Mercado Mayorista a través del Ministerio.
8. Acciones de verificación. (Reformado por el artículo 5, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para cumplir con las funciones contenidas en la Ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá ejecutar las siguientes acciones:

- a) Investigar las quejas que presenten los Participantes del Mercado Mayorista, respecto del funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista, y de la aplicación de este Reglamento y las Normas de Coordinación.
- b) Auditar los costos variables de los Generadores e investigar las posibles causas de precios inusualmente altos o bajos.
- c) Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización o declaración de costos que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante u otro tipo de actividad anticompetitiva, y contraria a la Ley y sus Reglamentos.
- d) Investigar las acciones o hechos que indiquen una posible restricción o discriminación al libre acceso a la red de transporte y de distribución.
- e) Investigar situaciones inusuales en que existe generación disponible que no se ofrece al Mercado Mayorista o falta de oferta en el Mercado.
- f) Analizar actividades o circunstancias inusuales en la Importación o Exportación.
- g) Investigar el mal uso o uso inapropiado de información confidencial o trato discriminatorio a Agentes del Mercado Mayorista, Grandes Usuarios e Integrantes en el acceso a la información del Administrador del Mercado Mayorista.
- h) Investigar cualquier otro acto o comportamiento del Administrador del Mercado Mayorista, o de los Participantes que sean contrarios a los principios o disposiciones de la Ley, sus Reglamentos y las Normas Técnicas y de Coordinación.
- i) Proponer al Ministerio de Energía y Minas mejoras o adiciones para completar vacíos regulatorios de la Ley y sus Reglamentos, con el fin de corregir problemas detectados, justificando los cambios.
- j) Aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones.

Establecidas en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68-2007 publicado en el Diario de Centroamérica el 5 de marzo de 2007).

9. La Comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, incluyendo los pagos o créditos por concepto de peaje y por ahorro de pérdidas, según corresponda y en lo aplicable, de conformidad con la Ley y este Reglamento.
10. La Comisión emitirá las normas técnicas relativas a la expansión del transporte y establecerá los procedimientos que los interesados deberán seguir en cada caso, así como los requisitos que deberán cumplir para obtener la o las autorizaciones.
11. Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). En tanto se crea el Órgano Técnico especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
12. Licitación para Adicionar Nueva Generación. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Mientras no esté elaborado el Plan de Expansión de Generación a que se refiere el artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión realizará, en forma conjunta con las empresas distribuidoras, un análisis integral del estado actual de contratación de los requerimientos de suministro de potencia y energía de cada una de ellas. Si los resultados del análisis determinan la necesidad de contratación, se procederá a realizar la licitación abierta, conforme al procedimiento establecido en el artículo 65 Bis del Reglamento. Por esta única vez, la Comisión determinará el plazo de anticipación y las bases, con que debe efectuarse la licitación abierta.
13. Ampliación del Sistema de Transporte por Licitación Pública. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Con el objetivo de satisfacer las necesidades urgentes del Sistema Nacional Interconectado, el proceso de Licitación Pública para ejecutar el primer Plan de Expansión del Transporte, será realizado por la Comisión.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO II



ESTUDIOS TARIFARIOS

NEGOCIOS

Editor: Ana Mariela Herrera Montenegro • Coeditor: Herbert Mandujano • Edición Gráfica: Pablo Juárez Dávila • Tel: 2012-5600/Fax: 2229-8378 • E-mail: negocios@prensa Libre.com.gt

EURO	
Compra	Q16.13
Venta	Q11.21

21
Prensa Libre - Guatemala, jueves 30 de abril de 2009

Electricidad En un año, los usuarios han pagado menos

Tarifa de energía baja hasta 25%

POR ROSA MARÍA BOLAÑOS

En un año, la tarifa de energía eléctrica ha reportado una baja de hasta de 25 por ciento para los usuarios de Egsa; mientras que para los de las distribuidoras de Unión Fenosa la baja es de 17 y 21 por ciento.

Los datos se basan en la comparación de precios que se cobraron en el trimestre de mayo, junio y julio del 2008, y los que se cobrarán en el mismo periodo de este año. Ese pliego tarifario regirá a partir de mañana.

Nuevas tarifas

Ayer, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) reveló que los usuarios de tarifa no regulada (consumo de más de 300 kilovatios hora-mes), de la Empresa Eléctrica de Guatemala (Egsa) pagarán Q1.23 el kilovatio-hora. El año recién pasado, éstos pagaron Q1.64.

La nueva tarifa es la más baja que se ha registrado desde hace siete años, informó la CNEE. En mayo del 2002 se reportó en Q1.29.

La Egsa presta servicio a Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

Los precios para los usuarios de las empresas de Unión Fenosa también cambiaron.

Para la Distribuidora de Occidente, S.A. (Deocsa), el nuevo precio será de Q0.54; y para

la Distribuidora de Oriente, S.A. (Deorsa), Q1.55 por KWH. Hace un año estaban en Q1.85 y Q1.93 respectivamente.

Comparativo trimestral

La disminución de precios del trimestre de febrero a abril, y el que comprende de mayo a julio del 2009 es menos pronunciada.

Entre ambos periodos, la tarifa de Egsa bajará 8 por ciento; Deocsa, 10 por ciento, y los de Deorsa, 15 por ciento.

La menor tarifa, según Carlos Colom, presidente de la CNEE, está influenciada principalmente por la baja en el precio del combustible, en especial el búnker, que sirve para la generación de energía eléctrica en Guatemala.

Colom explicó que para las tarifas que corresponden a mayo, junio y julio 2009 se tomaron en cuenta los costos de la compra de energía, que incluyen la generación con combustibles derivados del petróleo de enero, febrero y marzo de este año.

Recordó que los precios del

petróleo se mostraron en esos meses azules, y variaron de US\$60, el barril, hasta alrededor de US\$38.

Mientras que en octubre, noviembre y diciembre del 2008, que se tomaron como base para calcular la tarifa del trimestre que está por terminar, el barril de petróleo se cotizó entre US\$120 hasta US\$48.

El viceministro de Energía, Romeo Rodríguez, opinó que además del combustible, también influyeron los costos mayoristas, y "el caso de Deorsa y Deocsa a las pérdidas de distribución que se liquidaron en este trimestre, y que son mayores a las reconocidas".

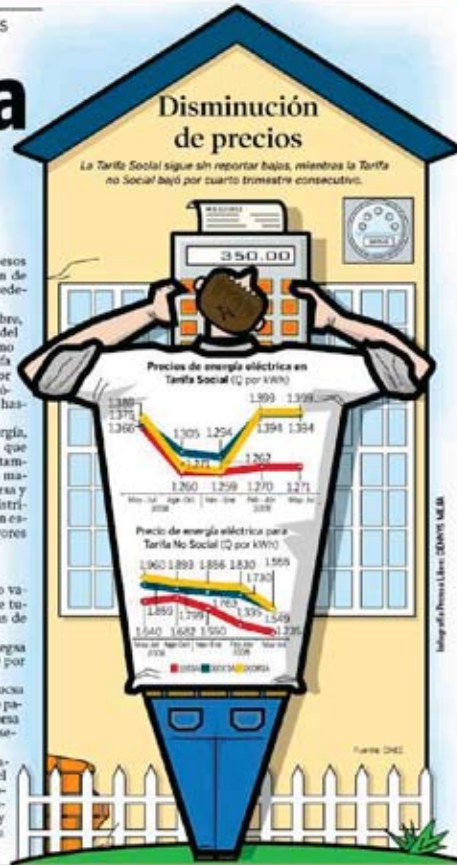
Tarifa Social

La Tarifa Social no tuvo variaciones sensibles, ya que tuvo un aumento de décimas de centavo.

Para los usuarios de la Egsa pasó de Q1.2700 a Q1.2710 por KWH.

Mientras que para Deocsa quedó igual que el trimestre pasado, en Q1.3042; y para Deorsa pasó de Q1.3989 a Q1.3900, según informó la CNEE.

Sin embargo, estos usuarios son apoyados con el subsidio estatal (Tarifa Social y Tarifa Solidaria) y pagan un máximo de Q0.50 y Q0.75 por KWH, según su rango de consumo.



Imágenes: Prensa Libre - CNEE, M. B.

Publicación Prensa Libre
30 de abril 2009.

Estudios tarifarios

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 97 del Reglamento de la Ley, los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD).

La Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios, y los términos de referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en los artículos 86 al 90 de este Reglamento.

Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución. La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia. Si una Distribuidora, por razones de diferencia de densidad en sus distintos áreas de distribución, tuviera partes de ella clasificadas en distintos modelos de empresa eficiente, la Comisión podrá determinar una tarifa única para toda ella, que resulte de tomar el promedio ponderado de los VAD que correspondan, o bien podrá decidir la aplicación de distintas tarifas para las distintas áreas de la autorizada a la prestación del servicio. La ponderación se efectuará sobre la base del número de usuarios de cada área.

Los VAD que se calculen para cada Distribuidora considerarán factores de simultaneidad resultantes de estudios de caracterización de la carga que ajusten la demanda total de la autorización a la suma de la potencia contratada con sus usuarios más las pérdidas reales.

Las Distribuidoras deberán contratar con firmas especializadas, precalificadas por la Comisión, estudios de caracterización de cargas, de acuerdo a Términos de Referencia que elaborará la Comisión. Los estudios del VAD deberán actualizarse una vez que se disponga de la información de estos estudios.

Asimismo, de conformidad con lo que establece el Artículo 98 del Reglamento de la Ley cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.

Estudios de Caracterización de la Carga

De acuerdo a lo establecido en el marco legal vigente, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, luego de emitir los Términos de Referencia para la realización de los Estudios de Caracterización de la Carga para las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, llevó a cabo actividades de supervisión durante la realización de dichos estudios, entre las cuales destacan las siguientes:

Fiscalización en campo de la instalación y retiro de los medidores electrónicos utilizados

Personal de CNEE efectuó la supervisión de la instalación de una muestra de medidores electrónicos utilizados en el Estudio de Caracterización de la Carga. Para ello, mediante trabajo en campo recabó información importante para verificar que se respetaba la aleatoriedad de los usuarios estudiados, así como la correcta instalación del equipo, para ellos recabó información tal como fecha de instalación, lecturas del medidor, número y conexión al usuario asignado.



Fiscalización de medidores electrónicos
(Campaña de caracterización de carga).

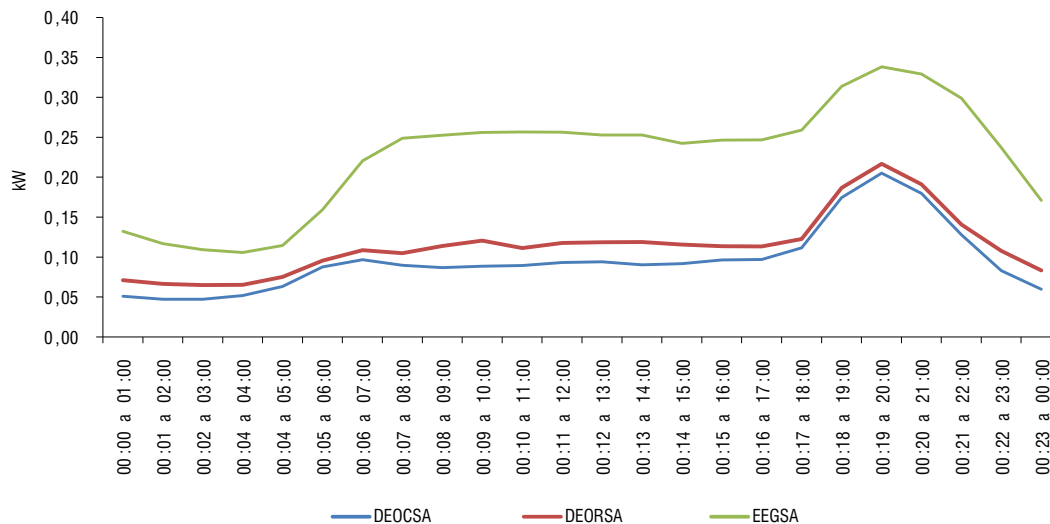
Análisis Detallado de la Curva de Carga

Para analizar y establecer adecuadamente los parámetros tarifarios relativos a los Grandes Usuarios y coadyuvar en la construcción de la curva de carga de la Distribuidora, se requirió al AMM y Comercializadoras información relacionada a las mediciones de los Grandes Usuarios.

Comparación entre los resultados presentados por las empresas distribuidoras y la información proveniente de la fiscalización de la metodología de Control de Calidad de Producto Técnico a cargo de la División de Calidad de la CNEE.

Las mediciones del Estudio de Caracterización de la Carga, fueron comparadas con las mediciones provenientes de la metodología para el control de la calidad del producto técnico, efectuándose la comparación para una totalidad de 1200 mediciones de calidad del producto técnico.

La comparación de los resultados de la Curva de Carga para la Categoría Baja Tensión Simple (BTS y TS), entre las distribuidoras DEOCSA, DEORSA y EEGSA, se presenta en la gráfica siguiente:



Gráfica 1. Comparación resultados de la curva de carga categorías BTS y TS DEOCSA, DEORSA y EEGSA.

Como se puede observar en la gráfica anterior, la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima de los usuarios de EEGSA, es diferente a la de los usuarios de DEOCSA y DEORSA, lo que representa un mejor factor de carga para dichos usuarios. Lo anterior puede verse reflejado en el cálculo de las horas de uso de las tres empresas, de la siguiente manera:

Cuadro 1

	NHU, BTS
EEGSA	472.8051
DEOCSA	337.9878
DEORSA	382.4426

Auditoría de Activos de Distribución

Con el objetivo de verificar la información presentada por las Distribuidoras y obtener información de referencia base para la determinación del Valor Agregado de Distribución, se efectuó un importante trabajo de campo, para determinar entre otros datos como: distancias medias de las Redes de Distribución de Baja y Media Tensión, Vanos medios (distancia entre postes), longitud de acometidas. Para ello, del universo de tramos de media tensión y centros de transformación se efectuó un sorteo de instalaciones, las cuales fueron levantadas por personal de la Distribuidora. La CNEE efectuó la supervisión independiente en campo de una cantidad determinada de tramos de media tensión y centros de transformación; cuyo objetivo fue efectuar un contraste con la información del Levantamiento efectuada por personal de las Distribuidoras. Los valores resultantes, posteriormente fueron utilizados dentro de los Estudios del Valor Agregado de Distribución.

Estudios del Valor Agregado de Distribución

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, aprobó los Estudios del Valor Agregado de Distribución, y los Pliegos Tarifarios de Tarifa Social y No Social según las Resoluciones siguientes:

Cuadro 2
Aprobación de estudios de VAD para EEGSA, DEORSA y DEOCSA

Empresa	Aprobación Estudio	Aprobación Pliegos TS	Aprobación Pliegos TNS	Vigencia
EEGSA	CNEE-144-2008	CNEE-145-2008	CNEE-146-2008	Agosto 2008 a Julio 2013
DEOCSA	CNEE-17-2009	CNEE-23-2009	CNEE-24-2009	Febrero 2009 a Enero 2014
DEORSA	CNEE-18-2009	CNEE-21-2009	CNEE-22-2009	Febrero 2009 a Enero 2014

Cuadro 3
Detalle de instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA

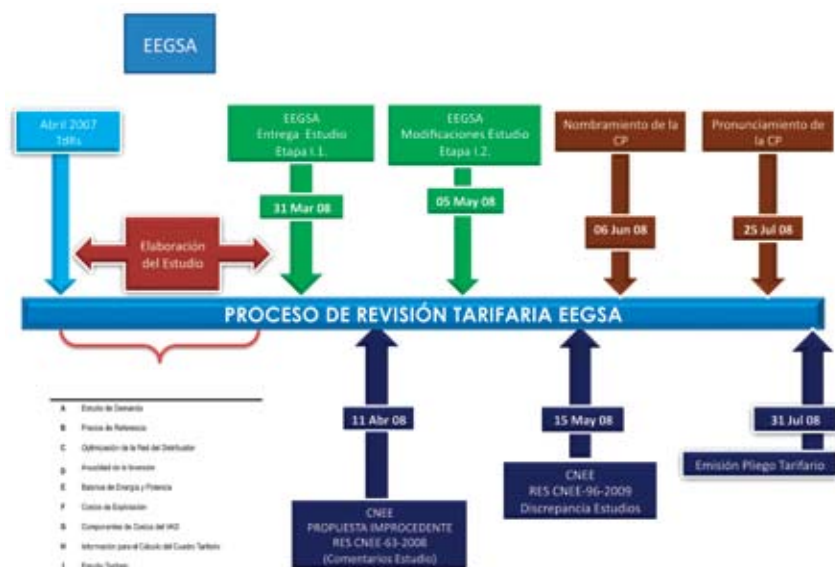
El Detalle de las Instalaciones de Distribución es el siguiente:

Empresa	Usuarios*	km Red MT*	km Red BT*
EEGSA	860,103	6,290	6,278
DEOCSA	796,354	15,843	19,383
DEORSA	469,714	11,873	12,433
TOTAL	2,126,171	34,006	38,094

Todos los datos se presentan al año 2006, que fue tomado como base de los Estudios Tarifarios.

Proceso de realización de estudios tarifarios de Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

EEGSA cubre una extensión aproximada de 6,975 km², abarca los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla; el proceso de revisión tarifaria de dicha empresa se observa en el siguiente esquema:



Proceso de realización de estudios tarifarios de Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

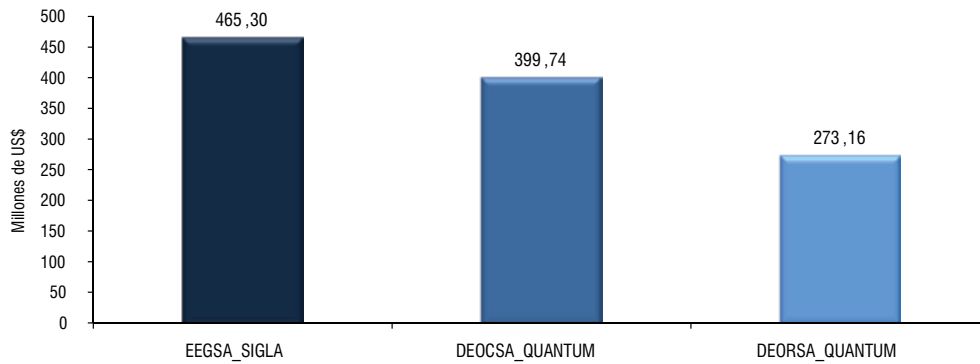


DEOCSA cubre una extensión aproximada de 29,989 km², abarca los departamentos de Retalhuleu, San Marcos, Quetzaltenango, Sololá, Quiché, Huehuetenango, Chimaltenango, Suchitepéquez y Totonicapán. Por su parte, DEORSA cubre una extensión aproximada de 71,924 km², abarca los departamentos de Jutiapa, Jalapa, Alta Verapaz, Baja Verapaz, Petén, Izabal, Zacapa, El Progreso, Chiquimula y Santa Rosa. Los procesos de revisión tarifaria de DEOCSA y DEORSA cumplieron con las mismas fechas y el mismo procedimiento indicado en el esquema anterior.

Valores resultantes de los estudios tarifarios:

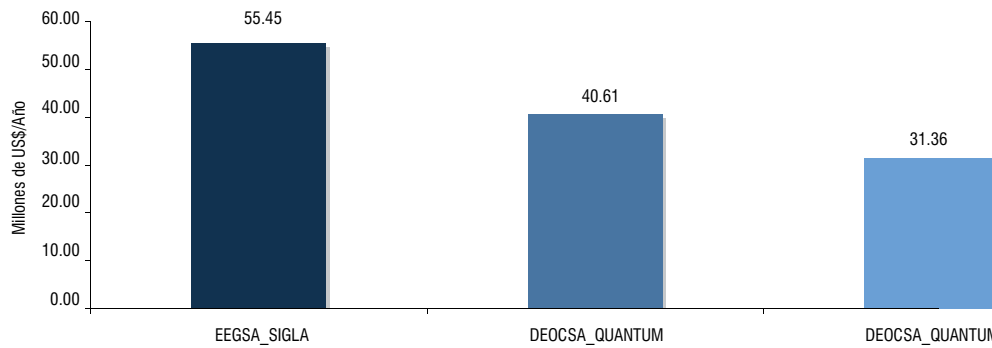
A continuación se presentan gráficas comparativas de los valores resultantes de los Estudios Tarifarios.

Valor Nuevo de Reemplazo (Millones US\$)



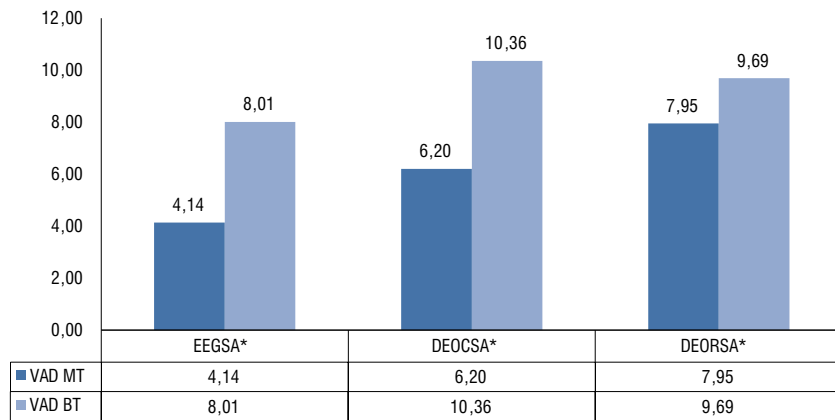
Gráfica 2. Comparación VNR resultante de estudios efectuados por SIGLA y QUANTUM.

Costos de Explotación (Millones US\$)



Gráfica 3. Comparación costos de explotación de la red resultante de estudios efectuados por SIGLA y QUANTUM.

VAD Ajustado (US\$/kW-mes)
Semestre Febrero-Julio 2009



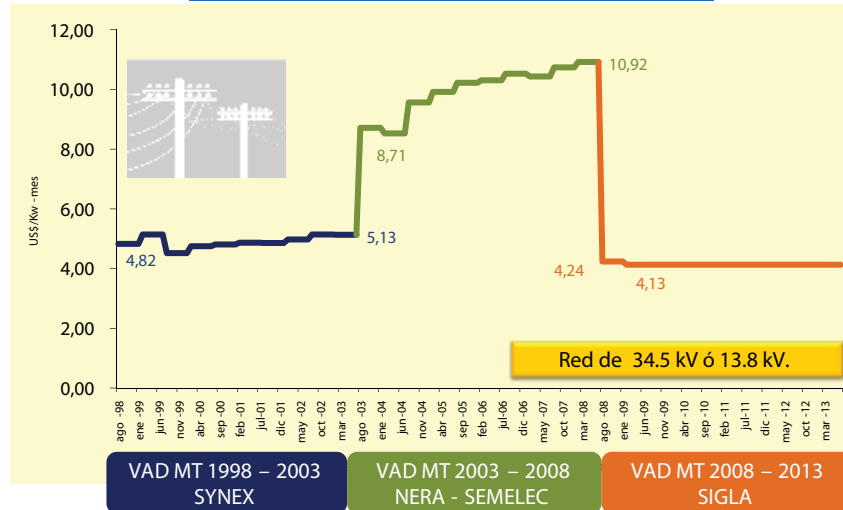
Gráfica 4. Comparación VAD aprobados por EECSA, DEOCSA, DEORSA



Evolución del VAD aprobado en diferentes períodos tarifarios
(Valores en US\$/kW-mes) de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

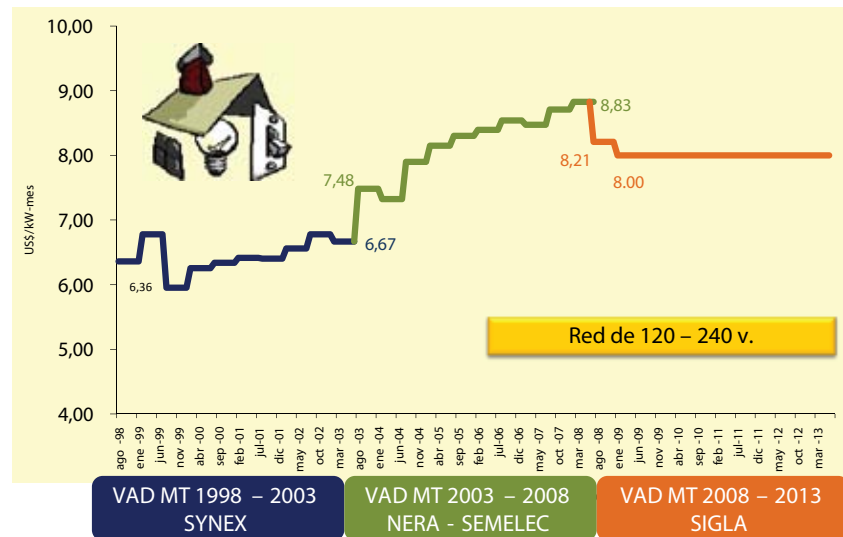
**Evolución del VAD aprobado en diferentes períodos tarifarios
(Valores en US\$/kW-mes) de Empresa Electrica de Guatemala S.A.**

EE, Histórico VAD MT



Gráfica 5. Evolución VAD EEGSA (media tensión)

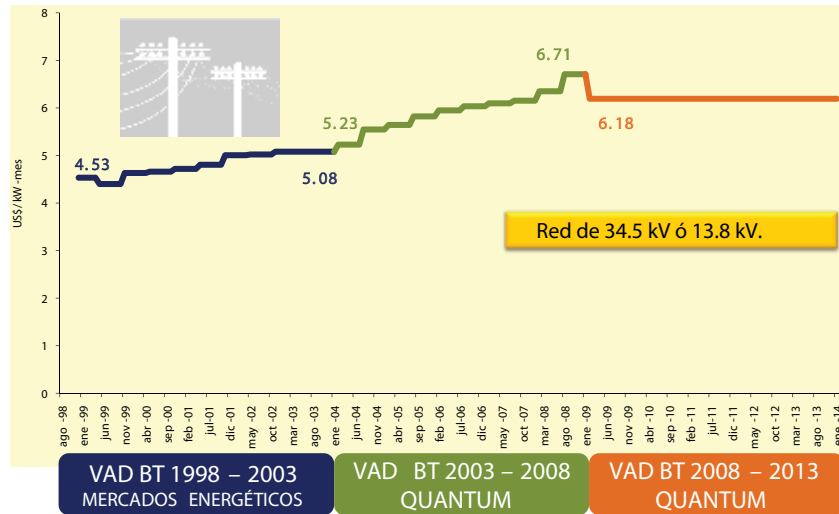
EE, Histórico VAD BT



Gráfica 6. Evolución VAD EEGSA (baja tensión)

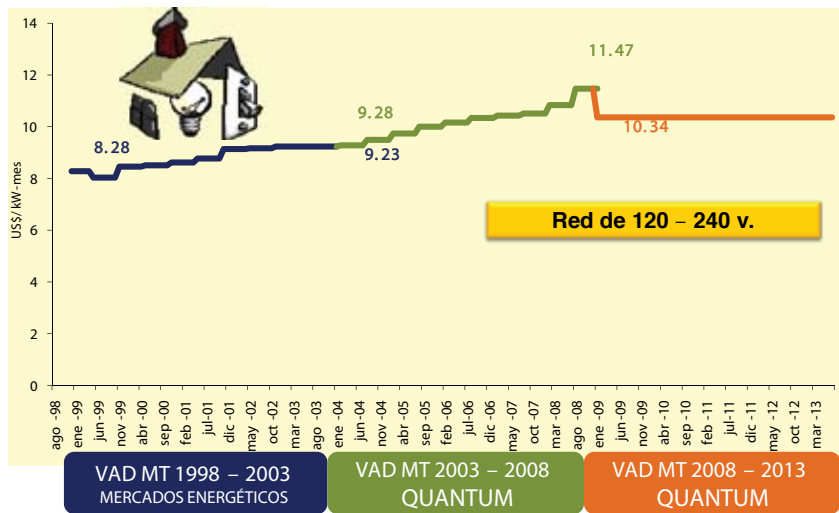
**Evolución del VAD aprobado en diferentes períodos tarifarios
(Valores en US\$/kW-mes) de Empresa Electrica de Guatemala S.A.**

DC, Histórico, VAD MT



Gráfica 7. Evolución VAD DEOCSA (media tensión)

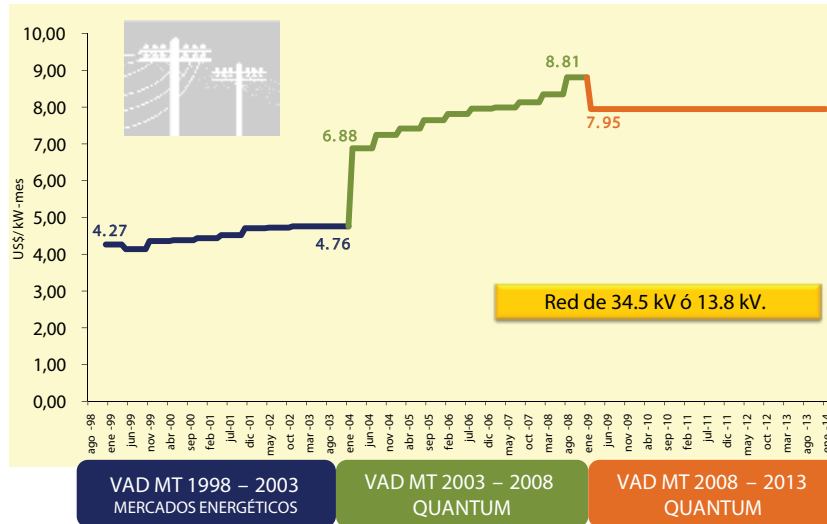
DC, Histórico VAD BT



Gráfica 8. Evolución VAD DEOCSA (baja tensión)

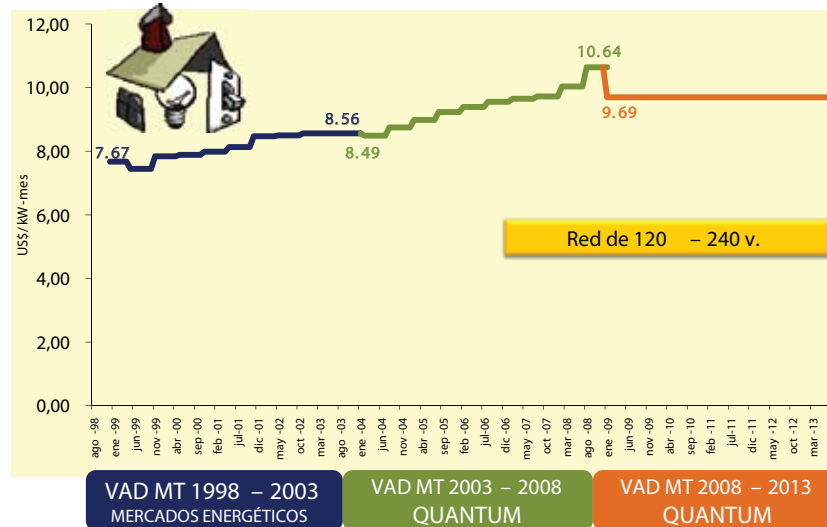
**Evolución del VAD aprobado en diferentes períodos tarifarios
(Valores en US\$/kW-mes) de Empresa Electrica de Guatemala S.A.**

DR, Histórico, VAD MT



Gráfica 9. Evolución VAD DEORSA (media tensión)

DR, Histórico VAD BT



Gráfica 10. Evolución VAD DEORSA (baja tensión)

Metodología del Cálculo del VAD por Densidades Similares aplicado a Empresas Eléctricas Municipales

En el mes de marzo de 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica convocó a una Licitación Pública Internacional con el objetivo de contratar a una Empresa Consultora Especializada para definir una Metodología de Cálculo del Valor Agregado de Distribución –VAD– por Densidades Similares.

La necesidad de contar con una metodología para el cálculo del VAD por densidades, surgió ante la solicitud de apoyo de las Empresas Eléctricas Municipales de Zacapa y Retalhuleu para la realización del Estudio del VAD, que les correspondía a ambas empresas llevar a cabo durante el año 2008. La consultoría en referencia tuvo como aplicación práctica los casos de las Empresas Eléctricas Municipales de Zacapa y Retalhuleu. En el mes octubre de 2008 y en febrero de 2009 se publicaron los primeros dos pliegos tarifarios de dichas EEM, respectivamente, con base en la utilización de esta metodología. Es importante señalar que el modelo presenta consistencia en los resultados, independientemente de a qué empresa se le esté calculando el VAD.

La metodología partió agrupando a las EEMS en los siguientes grupos homogéneos:

Cuadro 4
Grupos homogéneos con densidades similares

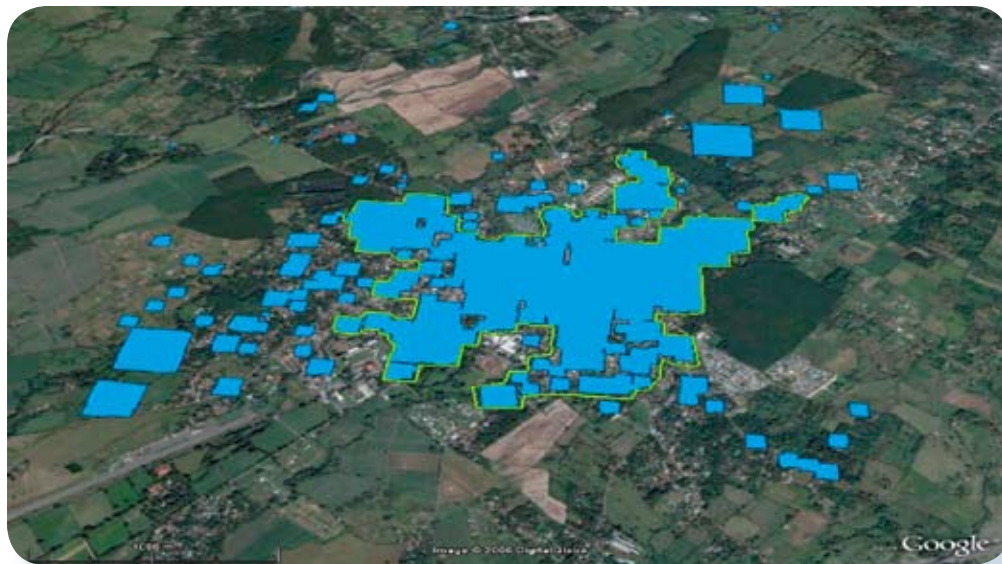
GRUPO	EMPRESA	Empresa seleccionada como Referencia del Grupo
Grupo 1	Playa Grande, Ixcán	Playa Grande, Ixcán
	Sayaxché	
	Tacaná	
Grupo 2	Gualán	Gualán
	San Pedro Pinula, Jalapa	
	Santa Eulalia	
	Patulul	
	Joyabaj	
	Retalhuleu	
Grupo 3	Jalapa	Zacapa
	San Pedro Sacatepéquez	
	San Marcos	
	Zacapa	
	Guastatoya	
Grupo 4	Puerto Barrios	Huehuetenango
	Huehuetenango	
	Quetzaltenango	

Auditoría de Campo a los Activos de las EEMS

Para la CNEE es imprescindible contar con datos reales de los activos con los que cuentan las Empresas Distribuidoras de Electricidad. En el caso de las EEMS, muchas de éstas no cuentan con los recursos económicos y humanos para llevar a cabo las tareas de relevamiento de campo, en ese sentido, y considerando que dichos datos son un insumo base para el establecimiento del VAD de cada distribuidora, CNEE ha apoyado o realizado acciones directamente en dicho sentido.

Por esta razón en el transcurso del año 2008 CNEE contrató a dos ingenieros encargados exclusivamente de efectuar trabajo de campo en las distribuidoras, teniendo dentro de sus tareas para este período la actualización del levantamiento de red de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa; el levantamiento de la red de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, y la actualización del levantamiento de la Empresa Eléctrica Municipal de Gualán. Para estas tres empresas se obtuvieron datos totales para la red de Media Tensión; y para los datos de la red de Baja Tensión únicamente se levantó una muestra de los activos de cada empresa.

Este proyecto, adicionalmente capacitó a dicho personal técnico en la realización del levantamiento de puntos de red, esto con miras a que en el futuro ellos vayan actualizando por sí mismos las ampliaciones de red u otros cambios que se vayan dando.



Área de cobertura de Retalhuleu.

Definición de los Pliegos Tarifarios Quinquenales

- Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa y
- Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu

Durante el año 2008 se llevaron a cabo los Estudio Tarifarios de dos Empresas Eléctricas Municipales (Zacapa y Retalhuleu). Para estas empresas las consideraciones generales fueron:

Cuadro 5
Actividades importantes estudios VAD

Actividad	EEMZA	EHMR
Vencimiento Período Tarifario	30/septiembre 2008	31/enero/2009
Capacidad de la Empresa para hacer el Estudio del VAD por su cuenta	No	No
Fecha de solicitud de apoyo en el EVAD a CNEE	17/marzo/2008	18/febrero/2008
Empresa que realizó el EVAD	Mercados Energéticos – GEOCONSA	

De acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento previamente a la realización de los estudios, se procedió a la emisión de los correspondientes Términos de Referencia, en los cuales se estableció la metodología para la realización de los Estudios Tarifarios. La situación financiera de estas empresas no les permitió disponer de fondos para la contratación de una empresa que les elaborara los estudios propios, como lo indica el Artículo 97 del RLGE.

Derivado de lo anterior, la metodología de cálculo del VAD por Densidades Similares, se aplicó por primera vez en la determinación del VAD de las empresas eléctricas municipales de Zacapa y Retalhuleu, dando como resultado la aprobación del Estudio Tarifario, elaborado por la asociación de empresas Mercados Energéticos-GEOCONSA, cuyos resultados fueron aprobados mediante las resoluciones CNEE-184-2008 y CNEE-16-2009, emitidas respectivamente el 25 de septiembre de 2008, para Zacapa, y el 28 de enero de 2009, para Retalhuleu.

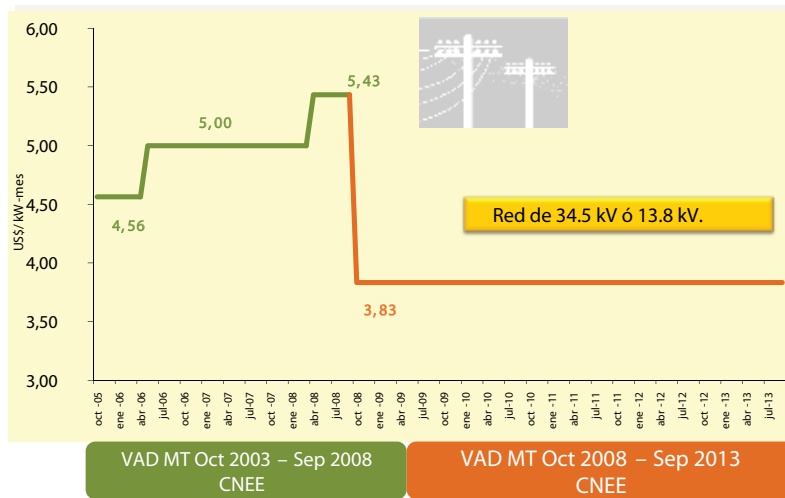
Una vez aprobados ambos Estudios, se procedió a la emisión de los correspondientes Pliegos Tarifarios Base, mediante las resoluciones:

Cuadro 6

EMPRESA ELECTRICA MUNICIPAL	EEMZA	EHMR	VIGENCIA
Tarifa Social	CNEE-185-2008	CNEE-19-2009	Octubre 2008 a Septiembre 2013
Tarifa No Social	CNEE-186-2008	CNEE-20-2009	Febrero 2009 a Enero 2014

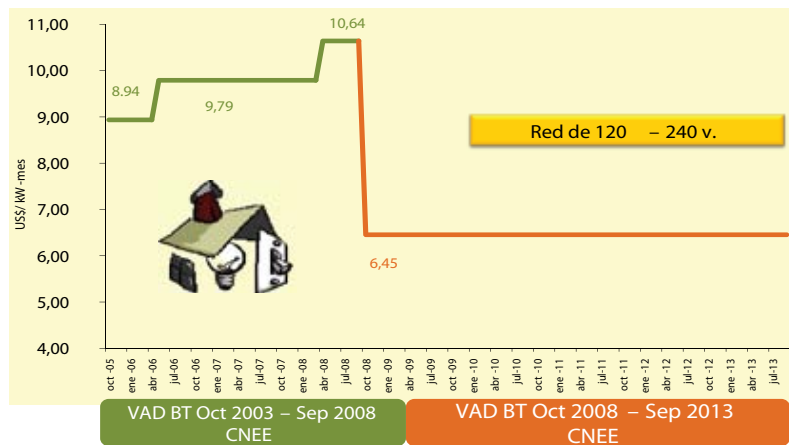
Los resultados más relevantes de ambos Estudios se muestran a continuación:

Zacapa, Histórico VAD MT



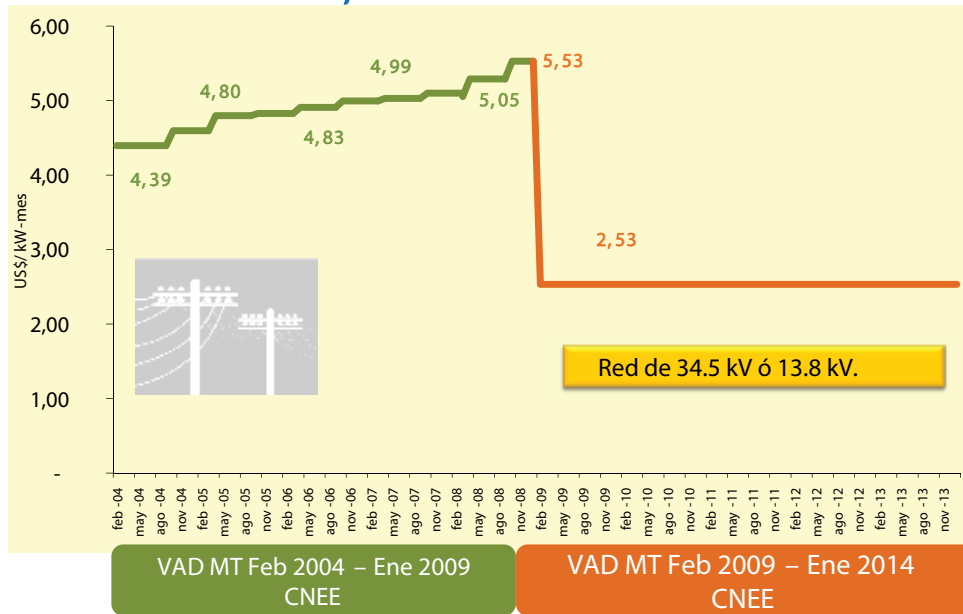
Gráfica 11.

Zacapa, Histórico VAD BT



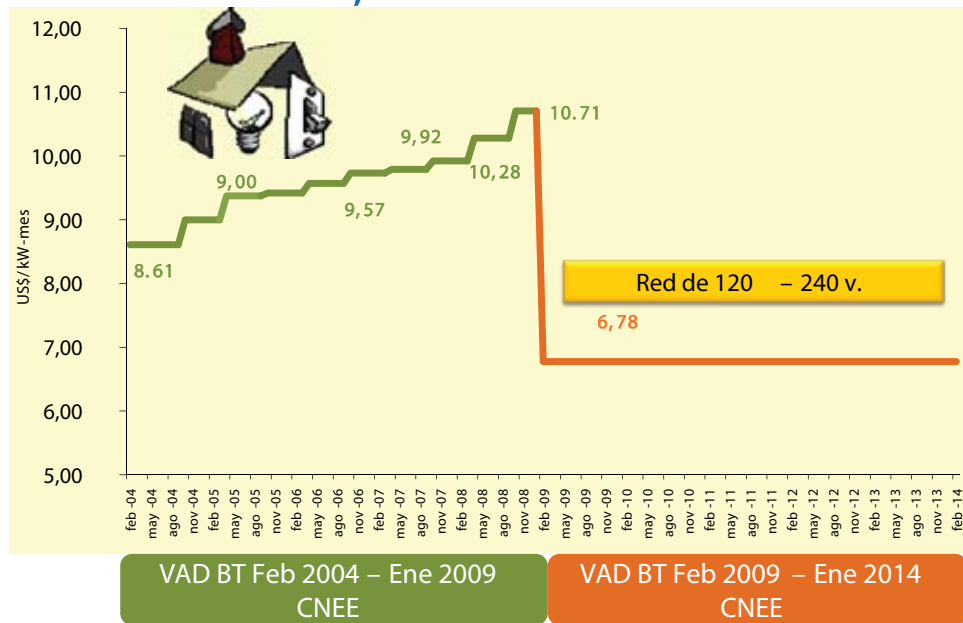
Gráfica 12.

Retalhuleu, Histórico VAD MT



Gráfica 13.

Retalhuleu, Histórico VAD BT



Gráfica 14.

Ajustes tarifarios

Ajustes Trimestrales a las Tarifas de Distribución Final

En cumplimiento a lo establecido en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses la Comisión debe ajustar las tarifas de distribución, producto de las diferencias de los costos e ingresos por concepto de suministro de energía y potencia, esto debido básicamente por las variaciones en los precios de compra de generación, transporte y cargos por servicios complementarios del Mercado Mayorista. Con la finalidad de garantizar por medio de la tarifa el recaudo de los cargos por suministro incurridos para la prestación del servicio de Distribución Final de Energía Eléctrica. Para el período comprendido de mayo 2008 a abril 2009, se han realizado 106 ajustes trimestrales correspondientes a las 14 Empresas Distribuidoras.

Ajustes Semestrales a las Tarifas de Distribución Final

Con fundamento en lo establecido en el Artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica define y aprueba los ajustes semestrales de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) para cada una de las Distribuidoras del país, de acuerdo al pliego tarifario vigente. Dichos ajustes al VAD son realizados semestralmente, tomando en cuenta la variación de los siguientes indicadores económicos, representativos del costo de prestar el servicio de distribución de energía eléctrica en Guatemala:

Cuadro 7

Indicador económico	Fuente
Inflación	www.ine.gob.gt
Aranceles materiales de construcción para redes de distribución de energía eléctrica	www.portal.sat.gob.gt
Tipo de cambio de referencia	www.banguat.gob.gt

La publicación del ajuste semestral se hace simultáneamente con el ajuste trimestral cuando éstos coinciden. Durante el período mayo 2008-abril 2009 las siguientes empresas Distribuidoras han realizado ajustes semestrales al Valor Agregado de Distribución:

Cuadro 8
Distribuidoras que realizaron ajustes
trimestrales mayo 2008-abril 2009

Distribuidoras que han realizado ajustes semestrales realizados durante el período mayo 2008-abril 2009	
1.	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
2.	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
3.	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
4.	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán
5.	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa
6.	Empresa Eléctrica Municipal de Ixcán
7.	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula
8.	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
9.	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya
10.	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa
11.	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez
12.	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
13.	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia
14.	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu



15 de junio 2008. Capacitación a medios de comunicación. Hotel Intercontinental.

Ajustes Anuales a las Tarifas de Distribución Final

Cada año, previo a la entrada del año estacional, de acuerdo a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los pliegos tarifarios aprobados para cada Distribuidora, se realiza la proyección de los costos de suministro de potencia y energía a ser trasladados en las tarifas base, siendo su objetivo brindar un horizonte de referencia para las tarifas reguladas que aplicarán las Distribuidoras el siguiente año.

Para dicho efecto se toma como base el informe de costos mayoristas que el Administrador del Mercado Mayorista presenta para su aprobación ante la Comisión, la cual realiza las observaciones que correspondan y ordena las correcciones del mismo en caso necesario, previo a su aprobación.

El proceso contempla la revisión de lo siguiente:

- a) Las proyecciones de demanda de energía mensual de los Bloques de Tarifa Social y No Social.
- b) Las proyecciones de demanda de potencia mensual de los Bloques de Tarifa Social y No Social.
- c) Las demandas Firmes Asignadas de los Bloques de Tarifa Social y No Social.
- d) Los precios y cantidades de energía y potencia, y su correspondencia con los contratos de las distribuidoras.
- e) Con base en el artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, el Administrador del Mercado Mayorista –AMM–, cada año presenta a CNEE, el cálculo anual de los precios de energía y potencia para ser trasladados a las tarifas para cada una de las Distribuidoras.

Derivado de ello, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, revisó dicho informe siendo aprobado el día 28 de abril del 2008 mediante la **Resolución CNEE-67-2008**, y con base en los datos de este informe, estableció las tarifas base para el año estacional 2008-2009 para EEGSA, DEOCSA y DEORSA y 15 Empresas Eléctricas Municipales. Las tarifas base correspondientes al año estacional 2008-2009 fueron publicadas el día 30 de abril del 2008 mediante la **Resolución CNEE-68-2008**. Las tarifas base correspondientes al año 2009-2010 fueron emitidas por la CNEE por medio de la **Resolución CNEE 76-2009** y publicadas en el Diario Oficial el día 29 de abril de 2009.

Licitaciones de bloques de cubrimiento de potencia y energía Empresas Eléctricas Municipales –EEM–

La Ley General de Electricidad en sus artículos 53 y 62 establece que: “Los adjudicatarios de 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...” y que “las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta.”

Derivado de lo anterior, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica determinó, mediante un proceso econométrico, los bloques de potencia necesarios a contratar por cada Empresa Eléctrica Municipal. En función de las características singulares de cada EEM, se elaboraron los Términos de Referencia que establecen los lineamientos generales, cantidad requerida y punto de entrega.

Durante el año 2008-2009 se elaboraron los Términos de Referencia para que Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango elabore las Bases de Licitación que garanticen el cubrimiento de la potencia y energía, para el suministro a sus Usuarios Finales. Lo anterior se aprobó mediante resolución CNEE 211-2008 de fecha 10 de noviembre de 2008.

Con fundamento en la misma base legal mencionada las Empresas Eléctricas Municipales de Jalapa, Ixcán, Guastatoya y San Pedro Pinula, realizaron el proceso de Licitación para la compra de potencia y energía y suscribieron los contratos de suministro de potencia y energía con el INDE.

Cuadro 9
Procesos de licitación de compra de potencia y energía

	EEM	Fecha de Apertura de Ofertas	Número de Contrato
1.	EEM San Pedro Pinula	30-Ene-08	68
2.	EEM Ixcán	22-Abr-08	63
3.	EEM Guastatoya	25-Abr-08	83
4.	EEM Jalapa	01-Jul-08	104

Cumplimiento a la Ley de Tarifa Social

En cumplimiento al decreto 96-2000 del Congreso de la República, Ley de Tarifa Social, mensualmente se desarrollan actividades tales como: auditoría de las bases de datos de facturación de los usuarios de tarifa Social.

Realización de términos de referencia para el cubrimiento de los Bloques de Tarifa Social, determinación de la Demanda Firme correspondiente a Tarifa Social. A continuación se detallan las actividades correspondientes a la aplicación de la Ley antes indicada:

Auditoría de las Bases de Datos de Facturación de la Tarifa Social

Dentro de estas actividades de supervisión y control la CNEE realiza mensualmente un proceso de auditoría a la facturación que las Distribuidoras emiten a sus usuarios beneficiados por la Tarifa Social. Este proceso conlleva los siguientes pasos

- a) Mensualmente las Distribuidoras envían a CNEE el detalle de la facturación a sus usuarios beneficiados por la Tarifa Social (lista usuario por usuario).
- b) CNEE efectúa un proceso de revisión y análisis "caso por caso", verificando que a cada usuario reportado se le hayan aplicado correctamente los criterios para ser beneficiado por la tarifa social. Los criterios de revisión son:
 - Consumo no mayor a 300 kWh/mes o 10 kWh diarios.
 - Consumos no mayores a 60 días (dos meses facturados como máximo).
 - Aplicación de tarifa social a los primeros 100 kWh.
 - Categorización para ser beneficiados por el "Aporte de Solidaridad" del INDE.
- c) CNEE determina aquellos usuarios a quienes aplica la tarifa social y notifica al INDE y a las Distribuidoras, sobre estos resultados.



Entrevista Radio Infinita 14 de agosto del 2008.

Determinación de la Demanda Firme correspondiente a los Bloques de Tarifa Social

Para el año estacional 2008-2009, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica procedió a realizar el cálculo para la determinación de la Demanda Firme para el Bloque de Tarifa Social de las distribuidoras de energía eléctrica del país.

Para el efecto y en cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 72 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, el AMM calculó la Demanda Firme total de cada Distribuidor para el año estacional 2008-2009 de acuerdo a la metodología estipulada en el marco legal correspondiente.

Como resultado de todo este proceso de cálculo y análisis, CNEE determinó la Demanda Firme del bloque de Tarifa Social de las Distribuidoras de energía eléctrica. Como referencia se presentan los valores calculados para DEOCSA, DEORSA y EEGSA para los años estacionales 2008-2009 y 2009-2010:

Cuadro 10
Demanda firme 2008-2009

	Distribuidora	Demanda Firme TS 2008-2009 (MW)
1.	DEOCSA	147.66
2.	DEORSA	89.75
3.	EEGSA	163.82
4.	EEM GUASTATOYA	1,377.94
5.	EEM GUALÁN	599.25
6.	EEM HUEHUETENANGO	5,637.17
7.	EEM JALAPA	3,243.80
8.	EEM JOYABAJ	1,185.76
9.	EEM PUERTO BARRIOS	3,223.49
10.	EEM QUETZALTENANGO	11,709.96
11.	EEM RETALHULEU	2,758.00
12.	EEM SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ	3,748.59
13.	EEM SANTA EULALIA	444.18
14.	EEM SAN MARCOS	2,142.15
15.	EEM SAN PEDRO PINULA	186.34
16.	EEM ZACAPA	2,473.35
17.	EMRE IXCÁN	344.71

Determinación de los Peajes para Adiciones de Activos al Sistema Transmisión

La Ley General de Electricidad –LGE– en sus Artículos 4, 59, 60, 64, establece la potestad de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en fijar los valores de los peajes que devengarán los agentes transportistas por el uso de las instalaciones de transmisión de su propiedad. Asimismo, en los artículos 67 y 70 de la LGE y el artículo 55 del Reglamento de la LGE se establecen las metodologías y procedimientos que se seguirán para el cálculo de dichos peajes.

Es también apropiado señalar que al mismo tiempo que se adicionaron activos a la base de instalaciones sobre la cual se calcula el Peaje del Sistema de Transmisión, también se sustrajeron de la misma los activos que han pasado a desuso como en el caso de los transformadores de potencia que se retiraron en las subestaciones: Bárcenas, San Gaspar, Cambray y Ciudad Vieja, los cuales fueron substituidos por transformadores de mayor capacidad.

Cuadro 11
Instalaciones en desuso

Instalaciones de Transmisión en Desuso	Peaje de Equipo en Desuso (en US\$/año)
1. Subestación Bárcenas: Transformador con capacidad 10/14 MVA.	\$31,659.27
2. Subestación San Gaspar: Transformador con capacidad 10/14 MVA.	\$31,659.27
3. Subestación Cambray: Transformador con capacidad 10/14 MVA.	\$31,659.27
4. Subestación Ciudad Vieja: Transformador con capacidad 10/14 MVA.	\$31,659.27
Total Activos en Desuso	\$126,637.08

Cuadro 12
Adiciones al Sistema de Transmisión

Resolución	Activo	Propiedad	Peaje (US\$/año)	Ventajas
CNEE-103-2008	Adición de Subestación Laguna	TRELEC	\$136,246.23	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene la función de protección y maniobra de cuatro líneas de Sub-transmisión de 69 kV. • Ante contingencias tiene la capacidad de transferir la demanda y generación de la región entre diferentes alimentadores, y así evitar desconexiones de generación y demanda.
CNEE-104-2008	Adición de Subestación Móvil 15/20 MVA	TRELEC	\$89,627.51	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora la confiabilidad del suministro, ya que respalda la operación de las subestaciones 69/13.8 kV ante eventos imprevistos, pudiendo restablecer rápidamente el servicio de la zona de operación de la subestación dañada, de acuerdo a la justificación presentada por TRELEC. • Incide en la confiabilidad de la red al facilitar la ejecución de mantenimientos mayores para los transformadores de potencia instalados. • Permite flexibilidad al transportista al darle oportunidad de responder de modo casi inmediato ante incrementos significativos e inesperados en la demanda de transformación en las subestaciones existentes.
CNEE-127-2008	Ampliaciones a Subestaciones Bárcenas.	TRELEC	\$89,569.21	<ul style="list-style-type: none"> • Atienden los requerimientos de la demanda de las áreas aledañas a cada una de las Subestaciones referidas en la ciudad capital así como en Antigua Guatemala
CNEE-127-2008	Ampliaciones a Subestaciones San Gaspar.	TRELEC	\$56,173.14	<ul style="list-style-type: none"> • Igual que la anterior.
CNEE-127-2008	Ampliaciones a Subestaciones Cambray.	TRELEC	\$72,849.53	<ul style="list-style-type: none"> • Igual que la anterior.
CNEE-170-2008	Ampliación a Subestación Ciudad Vieja.	TRELEC	\$89,561.21	
TOTAL			\$218,591.88	

Fotografías de Activos Adicionados al Sistema de Transmisión



Transformador de Potencia de Subestación Cambray 15/22/28 MVA, con Regulación de Tensión Bajo Carga.



Salida de MT Nueva de 13.8 kV de Subestación San Gaspar, Tipo Convencional.

Estudio de Cálculo de los Peajes del Sistema de Transmisión

Con el objeto de fijar el peaje del sistema de transmisión de acuerdo a las obligaciones y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica establecidas en los artículos 4, 69 y 70 de la Ley General de Electricidad, se llevó a cabo la Licitación Pública Internacional (número de NOG 598615 en Guatecompras) "Cotización Pública Internacional de una Empresa para el Estudio de Cálculo de Peajes del Sistema Nacional de Transporte de Energía Eléctrica", habiéndose adjudicado la misma a la Asociación de Empresas integrada por la firmas ELECTROTEK y SIGLA.

Los objetivos de dicho estudio fueron los siguientes:

- Determinar los Peajes del Sistema de Transmisión.
- Establecer una Metodología que permita el Cálculo del Valor del Peaje derivado de la adición de activos al Sistema de Transmisión.

Por medio de este estudio la Comisión pudo determinar con los valores a reconocer por las instalaciones de transmisión existentes, además se elaboró un Inventario de activos de dicho sistema, el cual se desarrolló con la colaboración de los agentes Transportistas. Para el estudio en referencia la red de transmisión se modeló con el fin de que ésta cumpla con los requerimientos técnicos, de seguridad y confiabilidad para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Comparado con el estudio del 2007, en el 2009 se generaron 229 unidades de propiedad estándar, lo cual permitió mejorar el análisis y profundidad del Estudio.

Los Resultados del Estudio de cálculo de Peajes del Sistema de Transmisión están plasmados en las siguientes resoluciones:

Cuadro 13

Resolución	Contenido
CNEE-3-2009	Determinación del Peaje del Sistema Principal.
CNEE-4-2009	Determinación del Peaje del Sistema Secundario.

Cuadro 14
VNR y Peajes Reconocidos a los Agentes Transportistas

		VALOR NUEVO DE REEMPLAZO 2009 US\$	PEAJE 2009 US\$
ETCEE	Principal	251,179,021	33,644,570
	Secundario	199,728,012	20,678,463
TRELEC	Secundario	125,925,982	17,251,409
DUKE	Principal	1,638,727	224,297
	Secundario	12,563,321	1,724,581
RECSA	Principal	1,356,707	185,980
	Secundario	3,227,780	443,023
		595,619,549	74,152,323

Creación y Depuración del Inventario de Activos del Sistema de Transmisión

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica en cumplimiento a lo establecido en el artículo 44 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que estipula que "La Comisión deberá identificar y mantener actualizada la lista de todas las instalaciones del STEE en el Sistema Principal y Secundario...", procedió a efectuar la actualización del inventario de los activos del sistema de transmisión Principal y Secundario. Dicho inventario de activos actualizado contiene los activos pertenecientes al Sistema de Transmisión desagregados en sus Sistemas Secundario y Principal, así como por los Agentes Transportistas existentes, lo cual es de vital importancia para el Estudio de Cálculo de Peajes, especialmente para valorar los activos considerados dentro del mismo de acuerdo a los criterios de Valor Nuevo de Reemplazo y Peajes establecidos por la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Para construir dicha Base de Datos se procedió a efectuar un proceso de actualización de los activos existentes en el Sistema de Transmisión, tomando como base la información referente al inventario de activos entregada por el Administrador del Mercado Mayorista a la Comisión dentro del documento "Anualidad de la inversión y costos de operación y mantenimiento sistemas de transporte principal y secundario en Guatemala. Informe Final" de fecha enero de 2007, la Comisión remitió bases de datos extraídas del informe referido para cada uno de los agentes transportistas, para que partiendo de esta información, los Agentes Transportistas actualizaran los activos del

sistema de transmisión que les pertenece y remitieran esta información en un formato homogéneo a la Comisión, junto con una declaración jurada que ratificara la operación y/o pertenencia de estos activos así como información complementaria sobre los mismos, y cualquier información que los Agentes Transportistas consideraran relevante.

Cuadro 15
Resumen de Activos del Sistema de Transmisión

	ETCEE	TRELEC	DUKE	RECSA	TOTAL
Líneas de 230 kV (km)	467.901	64.36	32	0	564.26
Líneas de 138 kV (km)	265.48	0	0	0	265.48
Líneas de 69 kV (km)	2016.42	578.73	0	11.08	2606.24
Transformación 230 kV (MW)	1216	0	180	0	1396
Transformación 138 kV (MW)	294	0	0	0	294
Transformación 69 kV (MW)	665	620	10	20	1315

Auditoría de Inventario de Activos del Sistema de Transmisión

Para verificar la validez de la información aportada por los Agentes Transportistas referente a las cantidades, tipos, y características principales de los activos que conforman el Sistema de Transmisión, con base al artículo 44 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece entre las funciones de la CNEE identificar y mantener actualizado el listado de instalaciones del Sistema de Transmisión, se procedió a auditar los listados de activos que fueron suministrados a esta Comisión por los Agentes Transportistas.

Validación de la información

Los resultados obtenidos de la auditoría se compararon con los datos aportados por los Transportistas en las Bases de Datos suministradas, con base a esta revisión se determinaron las diferencias existentes entre los datos obtenidos de la auditoría y los aportados, y se determinó en razón de la proporción de las diferencias existentes de la validez la información proporcionada por los Transportistas. Asimismo en caso de las diferencias significativas se solicitó a los Agentes Transportistas implicados que razonaran los motivos de las diferencias planteadas, y en función de lo anterior se modificaron las Bases de Datos de Activos, en los casos que se determinó pertinente.

Desagregación del Sistema Secundario en Sistemas de Transmisión

Subtransmisión

Para cumplimiento de la NCC 9, la Comisión debe determinar las instalaciones del Sistema de Transmisión Secundario que pertenecen a cada uno de los sistemas de Transmisión y Subtransmisión e informar al AMM para así calcular los peajes respectivos a cada agente o agentes que haga uso de las instalaciones. En función a lo anterior y a propuesta del Administrador del Mercado Mayorista la CNEE analizó y dictaminó cuáles deben ser los Sistemas de Transmisión y Subtransmisión conforme a los flujos preponderantes de potencia, emitiéndose la Resolución CNEE 27-2009 para tal efecto.

Esta Resolución modifica y mejora la Resolución CNEE 123-2006 donde solamente se consideraban 15 sistemas secundarios, mientras que en la Resolución CNEE 27-2009 se consideran 22 subsistemas de transmisión secundarios, 13 de ETCEE, 6 de TRELEC, 2 de DUKE y 1 de RECSA de la forma siguiente:

Cuadro 16
Desagregación de instalaciones de sistemas principal y secundario

Transportista	No. De Sistemas Secundarios con base en Resolución CNEE-123-2006	No. De Sistemas Secundarios con base en Resolución CNEE-27-2009
ETCEE	10	13
TRELEC	5	6
DUKE ENERGY	Iniciaron operaciones en 2008	2
RECSA	Iniciaron operaciones en 2008	1
TOTAL	15	22

Registro histórico de los peajes reconocidos en la República de Guatemala del 2005 a la fecha

Con el objeto de llevar un control histórico referente a los peajes establecidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la Comisión mantiene un registro de la información del cambio y evolución de los valores por concepto de peajes. Esta información registrada, puede servir como guía de referencia para futuros estudios.

Cuadro 17
Registro Histórico de peajes reconocidos

Transportista	Año				
	2005	2006	2007	2008	2009
ETCEE	\$43,797,909.31	\$46,876,356.61	\$47,834,481.14	\$50,678,267.01	\$54,323,032.52
TRELEC	\$13,551,046.16	\$14,503,515.86	\$14,815,233.21	\$16,617,592.03	\$17,251,408.91
DUKE				\$2,082,353.37	\$1,948,878.52
RECSA				\$595,478.36	\$629,003.52
PEAJE ANUAL	\$57,348,955.47	\$61,379,872.47	\$62,649,714.36	\$69,973,690.78	\$74,152,323.46

Sistema uniforme de cuentas (SUC)

El Artículo 81 del Reglamento de la Ley establece que la Comisión elaborará o adoptará un Sistema Uniforme de Cuentas, que será de uso obligatorio entre todos los Distribuidores, y que deberá ser utilizado para el registro de todos los costos e ingresos asociados a la prestación del servicio.

En cumplimiento a lo anterior la Comisión convocó a un proceso de licitación pública internacional, habiéndose adjudicado el mismo a asociación de empresas Geotecnología, Construcción y Servicios, S.A. (GEOCONSA) y Mercados Energéticos Consultores.

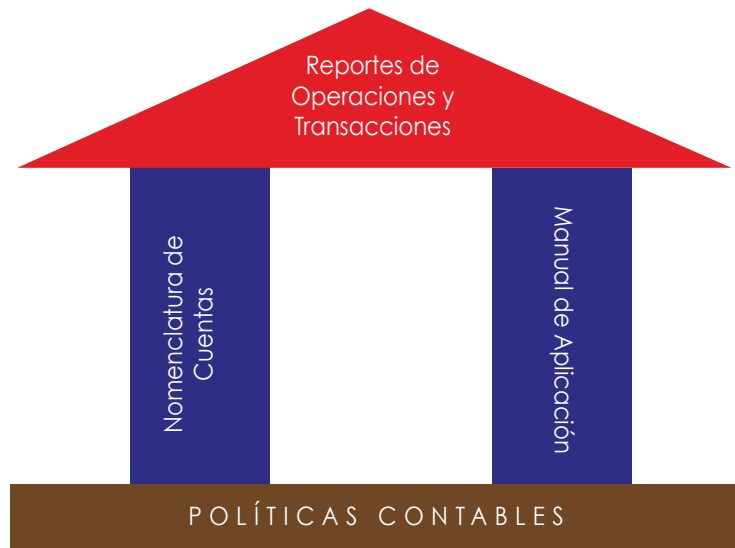
Los consultores y personal de la CNEE, iniciaron las actividades relativas a la elaboración de este Sistema Uniforme de Cuentas, el 1 de agosto de 2008, recopilando y tomando como referencia la siguiente información:

- a) Ley General de Electricidad y su Reglamento,
- b) Normas Internacionales de Información Financiera,
- c) Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Guatemala,
- d) Estados Financieros publicados en la Bolsa de Valores de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.,

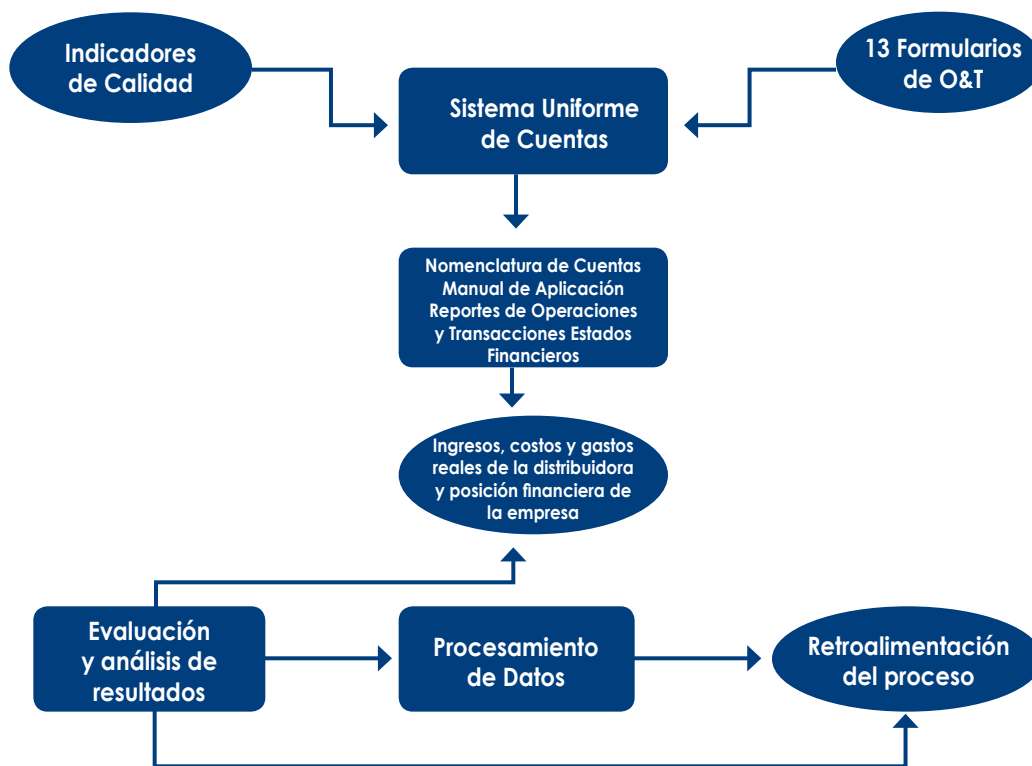
- e) Leyes tributarias de Guatemala,
- f) Sistema Uniforme de Cuentas elaborado por Arthur Andersen en el año 2002,
- g) Curso de Contabilidad Regulatoria impartido por profesionales Argentinos,
- h) Curso "Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados" impartido por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER),
- i) Curso de Contabilidad Regulatoria y Sistemas de Información para la Regulación.

La duración de este trabajo fue de aproximadamente ocho meses, en los que se realizaron tres reuniones de trabajo en Guatemala, videoconferencias e intercambio de información entre los Consultores y la CNEE. Asimismo, para aprender de experiencias de otros entes reguladores homólogos, se realizaron pasantías de personal de la Comisión en El Salvador, Perú y Colombia. El 6 de abril de 2009 se publicó la Resolución 55-2009 que pone en vigencia la Norma Técnica del Sistema Uniforme de Cuentas para las empresas de Distribución Final de Energía Eléctrica en Guatemala.

Gráficamente el Sistema Uniforme de Cuentas está representado así:



Representación gráfica del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC).



Uso del SUC para estudios tarifarios.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO III



PROYECTOS ESTRATÉGICOS



Reconocimiento otorgado a CNEE por la promoción de la Licitación pública internacional para la expansión del sistema de transporte Abril 29, 2009.

Proyectos estratégicos

Licitaciones para Adicionar Nueva Generación

El día 29 de mayo de 2008 fueron suscritos los contratos, resultado de la Licitación aprobada mediante la Resolución CNEE-126-2007 y sus modificaciones, entre DEOCSA-DEORSA y JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC. El día 1 de diciembre del 2008, de acuerdo a lo que establece el contrato suscrito, JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC inició las actividades correspondientes a la construcción de la Planta de Generación a base de carbón, de 300MW instaladas (275MW efectivos).

Adicionalmente el personal técnico de la CNEE, se encuentra en el proceso de elaboración de los Términos de Referencia del próximo proceso de licitación que lanzarán durante el segundo semestre del año 2009, las empresas Distribuidoras para adicionar nueva generación, el cual de acuerdo a lo que establece la política energética aprobada por el Ministerio, se priorizarán los recursos renovables.



Firma del contrato, mayo 2008.

Licitaciones para cubrir la Demanda de los Agentes Distribuidores

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de acuerdo a lo que establece el artículo 3 de la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, Decreto 96-2000 del Congreso de la República, durante el año 2008 elaboró y aprobó los Términos de Referencia para que las Empresas Distribuidoras realizarán licitación abierta para contratar la Demanda Firme que corresponde a los usuarios afectados a la Tarifa Social; a continuación se describe un resumen de las Resoluciones y las Distribuidoras que aplican los Términos de Referencia:

Cuadro 18
Resoluciones emitidas por CNEE relacionadas con el cubrimiento de la demanda por parte de los distribuidores

Resolución	Distribuidora
Resolución CNEE-56-2008	DEOCSA
Resolución CNEE-57-2008	DEORSA
Resolución CNEE-58-2008	EEGSA
Resolución CNEE-105-2008	DEOCSA
Resolución CNEE-106-2008	DEORSA
Resolución CNEE-107-2008	EEGSA
Resolución CNEE-147-2008	DEOCSA
Resolución CNEE-148-2008	DEORSA
Resolución CNEE-159-2008	DEOCSA
Resolución CNEE-160-2008	DEORSA
Resolución CNEE-204-2008	DEOCSA
Resolución CNEE-205-2008	DEORSA

Cabe mencionar que la CNEE fijó la Demanda Firme de los usuarios finales afectados a la Ley de Tarifa Social de cada Distribuidora mediante la Resolución CNEE-143-2008.

Planes de expansión de los sistemas de generación y transporte

El Artículo 54 del Reglamento de la Ley (Adicionado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) establece que el Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

El Ministerio a través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. Dicho Plan deberá elaborarse cada dos (2) años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

Para la elaboración del referido Plan de Expansión, se contará con la asesoría técnica del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para modelar el comportamiento del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), incluyendo las características del sistema de transporte existente y sus restricciones. El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) deberá presentar ante el órgano técnico la información antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

El Órgano Técnico especializado definirá el escenario de expansión de la generación e interconexiones internacionales que estime más probables, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar centrales. Cualquier Participante del Mercado Mayorista podrá solicitar la inclusión de obras de transmisión para que sean consideradas dentro de dicho Plan, debiendo presentar los estudios que demuestren los beneficios que obtendrían el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) y el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista por su realización.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, independientemente del nivel de tensión, deberá cumplir con los criterios, metodologías y definiciones establecidos en la Norma Técnica de Transmisión –NTT– que emita la Comisión; debiendo considerar el suministro eléctrico necesario para satisfacer la demanda futura del sistema, minimizando:

- a) El costo total actualizado de inversión y operación de las obras de transmisión que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en las líneas.
- b) Los costos variables de la operación de las centrales generadoras existentes y futuras, pero no sus costos de inversión ni sus costos fijos de operación y mantenimiento.

Planes de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022

Como parte de las actividades necesarias para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, la Comisión elaboró el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación para un período de 15 años, informe que se encuentra publicado en la página web de la CNEE (www.cnee.gob.gt), del cual se resumen lo siguiente:

Cronograma de ingreso de plantas

El Plan de Expansión de la Generación en sus resultados muestra que la entrada de plantas de gran capacidad, respecto al tamaño del sistema guatemalteco, es la manera óptima de abastecer la demanda del Sistema Nacional Interconectado.

Costos de Inversión

Los montos totales de las inversiones a realizar como producto del plan de expansión, del sistema de generación son las siguientes:

Cuadro 19
Inversiones necesarias en generación,
en escenarios bajo, medio y alto

Costos de Inversión en millones de US\$ (referidos al año 2008)		
Bajo	Medio	Alto
US\$ 3,221	US\$ 3,395	US\$ 3,479

Capacidad a instalar durante el Plan de Generación

De los resultados del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación queda demostrado lo siguiente:

- i. Que se debe explotar el potencial hídrico de Guatemala como la opción más económica de suministro en el mediano y largo plazo, garantizando precios competitivos de la energía eléctrica,
- ii. Disminuir la demanda de los derivados del petróleo para la producción de energía eléctrica.

La potencia a instalar por tipo de tecnología:

Cuadro 20
Potencia a instalar por tipo de tecnología

ESCENARIO BAJO		ESCENARIO MEDIO			ESCENARIO ALTO			
	MW	%		MW	%		MW	%
RENOVABLES	1588	63%	RENOVABLES	1588	59%	RENOVABLES	1648	60%
NO RENOVABLES	717	29%	NO RENOVABLES	917	34%	NO RENOVABLES	917	33%
INT-GUA-MEX	200	8%	INT-GUA-MEX	200	7%	INT-GUA-MEX	200	7%
TOTAL	2504	100%	TOTAL	2704	100%	TOTAL	2764	100%

Despacho de energía

La producción de energía eléctrica por medio de derivados del petróleo es sustituida en el largo plazo, mediante la adición de plantas térmicas de combustible base.

La Interconexión Guatemala–México 400kV es un recurso importante que contribuye en el corto plazo, y en largo plazo será un recurso adicional para abastecer la demanda a precios competitivos.

El costo marginal con la entrada de varios proyectos hidroeléctricos tiende a disminuir y a tener menos variación durante el año.

Emisiones de CO₂

Con la introducción de plantas de combustible base en el Plan de Generación se dejarían de importar aproximadamente 7.5 millones de barriles anuales de bunker, lo que representaría al país un ahorro de aproximadamente 650 millones de dólares anuales de su factura petrolera. De seguir con la misma matriz energética en la cual el combustible bunker es predominante, se emitirían más toneladas de CO₂ que si se sigue el Plan Indicativo del Sistema de Generación.

Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018

Para la realización del Plan de Expansión del Sistema de Transporte la CNEE desarrolló las siguientes tareas:

- Revisión de la base de datos que se utiliza en planificación eléctrica.
- Estudios de demanda que permiten hacer proyecciones de corto, mediano y largo plazo.

- c) Elaboración del Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación.
- d) Elaboración de un esquema básico de transmisión, construido a partir de la identificación de los problemas actuales de la red eléctrica y las expectativas del futuro inmediato.
- e) Complementar lo anterior con los estudios eléctricos que han permitido identificar los puntos críticos en el sistema de transmisión de Guatemala en los años 2008, 2012 y 2015, así como recomendar los refuerzos de líneas de transmisión y equipos de subestaciones necesarios para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del RMER.

En el Plan de Expansión del Sistema de Transporte en referencia, la CNEE propone refuerzos de baja inversión que se pueden poner en práctica rápidamente y que tienen un corto tiempo de ejecución, para atender las necesidades inmediatas.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte se enfocó en la constitución de redes anilladas o malladas, para que el mismo cumpla con el criterio de seguridad operativa (N-1), debido a que en la actualidad el SNI está constituido por redes radiales.

La metodología que evaluó el costo-beneficio de la implementación de un sistema mallado consistió en determinar las ventajas de integrar el sistema de transporte en anillos contra un caso que considera que el sistema crece de forma radial para conectar los proyectos nuevos de generación, estableciéndose los siguientes parámetros:

- a. La reducción del costo operativo del sistema.
- b. La reducción de las pérdidas de transmisión.
- c. La reducción del costo de la operación térmica con derivados del petróleo.
- d. La máxima capacidad de transmisión de potencia desde cada anillo hacia el resto del SNI.

Un resumen de las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 se muestra a continuación.

Cuadro 21
Magnitudes del plan de expansión del sistema de transporte

Anillo	Ubicación Geográfica	km. líneas ²	Subestaciones ampliaciones y refuerzos	Costo ¹
Anillo Metropacífico	Región Central y Sur	144	17	119.1
Anillo Hidráulico	Región Noroccidental	464.3	8	108.7
Anillo Atlántico	Región Nororiental	585	4	115.8
Anillo Oriental	Región Suroriental	55	4	16.7
Anillo Occidental	Región Suroccidental	146	7	61.7
Otras obras	Interconexión (Guatemala-México) y Comp. Reactiva.			73
TOTAL		1394.3	40	495

1 Aproximado en millones de US\$.

2 Distancias estimadas

Además de las obras planteadas en cada uno de los anillos, se estableció la necesidad de refuerzos en las redes de 69 kV, para que sean ejecutadas de una manera coordinada con las empresas transportistas, analizando la topología y sus condiciones físicas, optimizando las inversiones para la ampliación debido al suministro de la carga.

Como resultado del estudio se establece la necesidad de estandarizar en el mediano plazo la capacidad de los grupos de transformación, para que de esta manera se puedan obtener economías de escala en la compra de los equipos y brindar modularidad a las subestaciones, permitiendo tener transformadores de reserva para atender con mayor rapidez las contingencias o emergencias.

Plan de Expansión del Sistema de
 Transporte en Mapa de Guatemala



Licitación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha convocado a la Licitación Abierta PET-1-2009, mediante la Resolución CNEE-43-2009, de acuerdo a las facultades que las reformas a los reglamentos establecen. A continuación se enumeran las actividades más relevantes relacionadas con dicha Licitación:

- a. Publicación y aprobación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, mediante la Resolución CNEE-163-2008, de fecha 29 de agosto de 2008.
- b. Definición y determinación del Sistema Principal, mediante la Resolución CNEE-189-2008, de fecha 29 de octubre de 2008. El cumplimiento de este hito define las obras consideradas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte que serán sujetas a un proceso de licitación.
- c. Emisión de la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transporte –NTT–, mediante la Resolución CNEE-28-2009, de fecha 6 de febrero de 2009. El cumplimiento de este hito desarrolla el procedimiento de licitación y las facultades de la CNEE para ejecutar la licitación para el desarrollo del primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte.
- d. Aprobación de las Bases de Licitación de la Licitación Abierta PET-1-2009, mediante la Resolución CNEE-43-2008, de fecha 13 de marzo de 2009, y publicación en Guatecompras (www.guatecompras.gt) bajo el NOG-742376 y en la página web de la CNEE (www.cnee.gob.gt/PET). La aprobación de las Bases de Licitación establece un punto de inflexión en el subsector Eléctrico guatemalteco, considerando que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con una visión de largo plazo, implementa una licitación que considera duplicar el sistema de transmisión existente y atraer inversión para el año 2013.
- e. Aprobación de las Bases y Documentos de Licitación de la Licitación Pública Internacional para la Contratación de los Servicios de Supervisión para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de las Obras del Plan del Sistema de Transporte 2008-2018, mediante el Acuerdo

CNEE-64-2009, de fecha 16 de abril de 2009, evento publicado en Guatecompras (www.guatecompras.gt) bajo el NOG-761397.

- f. Aprobación de las Bases y Documentos de Licitación de la Licitación Pública Internacional para la Contratación de una Empresa Especializada para la realización del Estudio de Valuación (Avalúo) de bienes inmuebles que serán afectadas por la Constitución de las Servidumbres de las Obras de Transmisión contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, mediante el Acuerdo CNEE-65-2009, de fecha 16 de abril de 2009, evento publicado en Guatecompras (www.guatecompras.gt) bajo el NOG-762369

Por medio de la adjudicación de la Licitación Abierta PET-1-2009 se busca cumplir los siguientes objetivos

- a. Fortalecer el Sistema de Transmisión de la República de Guatemala.
- b. Obtener, mediante el proceso de licitación abierta, el menor Canon Anual, por la prestación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, a través del diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras de transmisión, consideradas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

Los beneficios y certeza que se consiguen por la adjudicación de la Licitación Abierta PET-1-2009 y la construcción de las obras de transmisión, son los siguientes:

- a. Incremento en la confiabilidad y mejorarán la calidad del suministro, minimizando la frecuencia y duración de las fallas, modificando la red, que actualmente tiene una topología radial, a una topología mallada.
- b. Se incentivan las inversiones en nuevas centrales eléctricas de generación con base en recursos renovables, las cuales se encuentran alejadas de los mayores centros de carga, proporcionándoles las facilidades de transporte de la energía a través de dichas obras.
- c. El inversionista tendrá la oportunidad de recuperar su inversión a través del Canon Anual (15 años), lo que le da amplia certeza en relación a la recuperación de su inversión.
- d. Posterior a la etapa del Canon Anual, el inversionista pasa al Período de Operación, en donde recibe el Peaje aprobado por la CNEE.

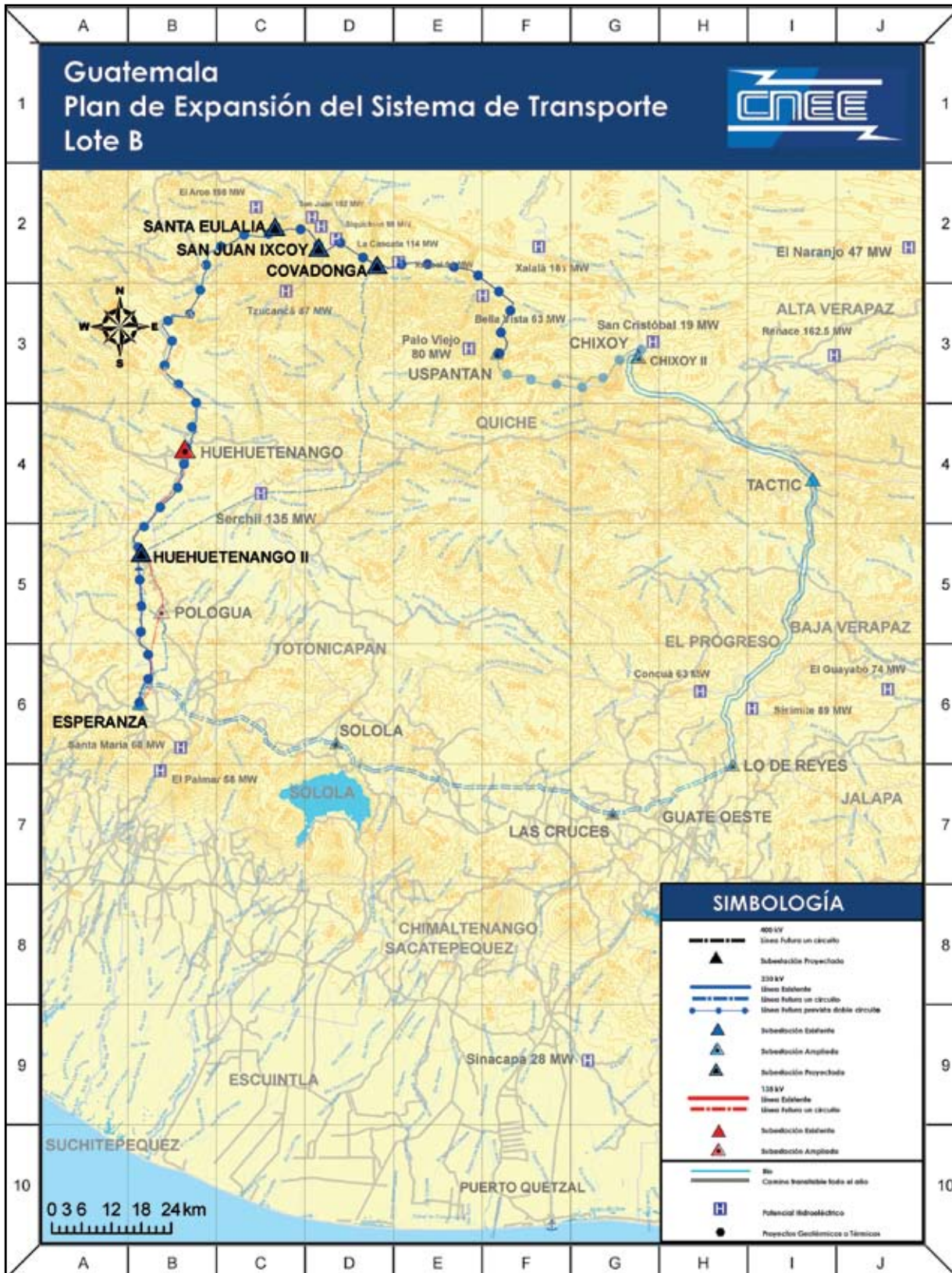
- e. Las Obras ya han sido declaradas como parte del Sistema Principal de Transporte, lo cual también da certeza.
- f. Nunca se ha incumplido con el pago de los Peajes en Guatemala, se tienen garantías y se paga por adelantado (Certeza Jurídica).

Las condiciones establecidas para el desarrollo del proceso de Licitación Abierta PET-1-2009 son los siguientes:

- a. Las obras se adjudicarán al oferente que presente el menor valor de Canon Anual en un proceso de subasta.
- b. La inversión total para la construcción de las obras estará a cargo del Oferente Adjudicado.
- c. El Oferente Adjudicado suscribirá un contrato con el Estado de Guatemala, específicamente con el Ministerio de Energía y Minas, para convertirse en una empresa transportista, lo que conlleva la autorización del uso de bienes de dominio público y la obligación de construir las obras.
- d. Al tener el contrato firmado, el transportista deberá construir, operar y mantener la línea de transmisión que le fue adjudicada, lo cual le da el derecho de cobrar el canon anual aprobado por la CNEE y adjudicado por el Ministerio de Energía y Minas.

La Licitación consta de 6 Lotes para los cuales los Oferentes podrán realizar ofertas, cada Lote consta de líneas de transmisión, subestaciones y modificación o ampliaciones a subestaciones existentes.

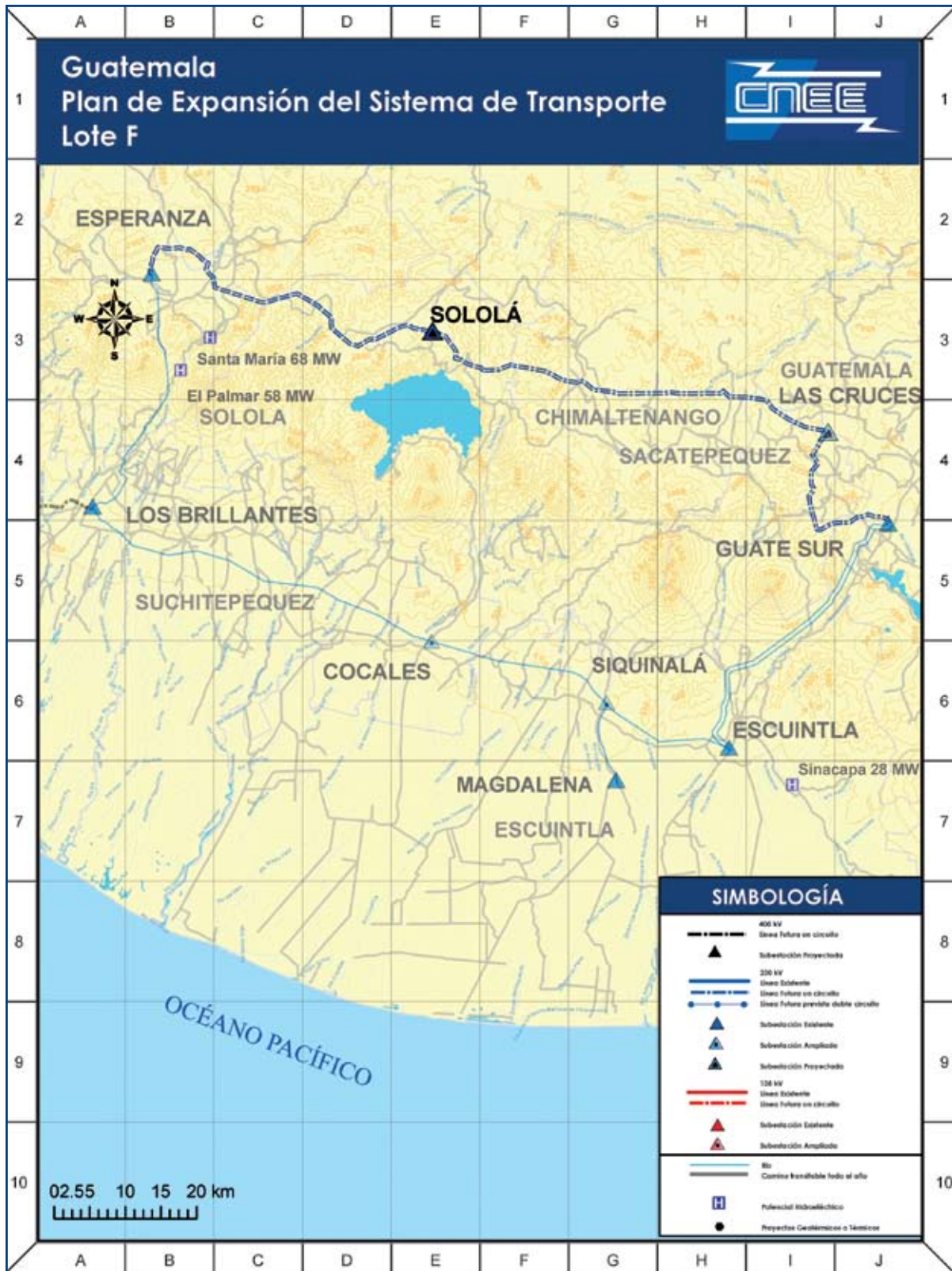












La calificación de las ofertas se hará de acuerdo a lo siguiente:

- a. Se recibirán las Ofertas Técnicas y Ofertas Económicas el mismo día.
- b. Se verifica que las Ofertas Técnicas cumplan con los requisitos básicos establecidos en las Bases de Licitación.
- c. Frente a todos los Oferentes se entregan las Ofertas Económicas (sobre firmado por todos los oferentes) a representantes de un Banco del Sistema para que las resguarden.
- d. Se evalúan las Ofertas Técnicas para determinar el cumplimiento de la experiencia técnica y financiera requerida en las Bases de Licitación.
- e. Se determina si la empresa CUMPLE o NO CUMPLE con los requisitos establecidos en las Bases de Licitación.
- f. En un fecha posterior se informa cuáles Ofertas cumplieron con los requisitos y se procede a la apertura de las Ofertas Económicas que cumplieron (en presencia de todos los Oferentes que cumplieron).
- g. El día de la apertura de la oferta económica, será realizado el proceso de Subasta para que la CNEE seleccione el o los oferentes que ofrezcan el menor canon por Lote o Lotes.
- h. La CNEE analiza sobre la procedencia o improcedencia del Canon e informa al MEM, para que proceda a la adjudicación o no del Oferente.

Los requisitos de experiencia técnica del oferente son los siguientes:

En Líneas de Transmisión

- Haber **diseñado** o contratado el diseño de líneas de transmisión, en al menos 3 proyectos de una tensión de mínima de 220kV.
- Haber **construido** o contratado la construcción de líneas de transmisión, en al menos 3 proyectos de una tensión mínima de 220kV.

- Haber **operado y mantenido** o contratado la operación y mantenimiento de 3 líneas de transmisión, de una tensión mínima de 220kV durante los últimos 10 años.

En Subestaciones

- Haber **diseñado** o contratado el diseño de subestaciones eléctricas, en al menos 3 proyectos de una tensión de diseño mínima de 220kV y una capacidad de transformación mínima de 100MVA por cada proyecto.
- Haber **construido** o contratado la construcción de subestaciones eléctricas, en al menos 3 proyectos de una tensión mínima de 220kV y una capacidad de transformación mínima de 100MVA por cada proyecto.
- Haber **operado y mantenido** o contratado la operación y mantenimiento de 3 subestaciones eléctricas, de una tensión mínima de 220kV y una capacidad de transformación mínima de 100MVA por cada proyecto, durante los últimos 10 años

El requisito de capacidad económica es que el patrimonio neto del Oferente, deberá ser igual o mayor a cincuenta millones de dólares de los Estados Unidos de América (US\$50, 000,000.00).

Promoción de la licitación de las obras relacionadas con el plan de expansión del sistema de transporte

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, desde la publicación de la convocatoria correspondiente a la Licitación Abierta PET-1-2009, ha iniciado una campaña de información y promoción del evento, a nivel nacional e internacional, destacándose los eventos de promoción realizados en un hotel en la Ciudad de Guatemala, en donde estuvieron presentes un buen número de embajadas acreditadas en Guatemala, Diputados, personalidades invitadas y la prensa, adicionalmente se efectuaron labores de promoción de la licitación en la ciudad de Madrid, España, en la cual asistieron doce empresas, y la ciudad de Bogotá, Colombia, en la cual asistieron cuatro empresas; en los dos eventos internacionales se expuso a las empresas invitadas los antecedentes, los requisitos, los beneficios y las acciones que la CNEE está llevando a cabo para el desarrollo ordenado de la licitación.



Presentación en Guatemala, Marzo 2009
Promoción licitación PET



Reunión en Madrid, Marzo 2009
Promoción Licitación PET



Reunión en Bogotá, Marzo 2009
Promoción Licitación PET

Emisión de Normas Técnicas

Norma de Generación Distribuida

La reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad establecieron entre otra cosas que la CNEE emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, derivado de la cual desde la emisión de la reforma el personal técnico de la CNEE elaboró la Norma Técnica para la Conexión, Control, y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR– y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, siendo aprobada por el Directorio de la CNEE mediante la Resolución CNEE-171-2008, publicada en el Diario de Centro América con fecha 24 de octubre de 2008.

La Norma establece las obligaciones de los interesados en participar como Generadores Distribuidos Renovables, las obligaciones que el Distribuidor debe en cuando a los interesados en participar como Generadores Distribuidos Renovables y los propios Generadores Distribuidos Renovables, el procedimiento que se debe seguir para la autorización de un Generador Distribuido Renovable, el rol de la CNEE y las posibilidades de comercialización de la potencia y energía.

La norma busca incentivar la instalación de GDR's, considerando que en Guatemala existe el potencial de obtener energía eléctrica proveniente de fuentes renovables dispersas en todo el territorio nacional, por medio de plantas de generación de pequeña escala, o sea con una potencia menor de 5MW.

Actualmente ya fue autorizado el primer proyecto de Generación Distribuida mediante la resolución CNEE-193-2008, de fecha 28 de octubre de 2008. Dicho proyecto se denomina Hidroeléctrica Santa Elena y tiene una potencia instalada igual a 700kVA, está ubicado en el departamento de Escuintla y se conecta a la red de distribución Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima. Cabe mencionar que algunas entidades se han acercado a la CNEE para realizar consultas relacionadas con su probable conexión a las redes de distribución.

Norma Técnica de Transporte

Emisión de la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transporte –NTT–, mediante la Resolución CNEE-28-2009, de fecha 6 de febrero de 2009.

El cumplimiento de este hito desarrolla el procedimiento de licitación y las facultades de la CNEE para ejecutar la licitación para el desarrollo del primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Aprobación de Estudios Eléctricos y Acceso a la Capacidad de Transporte (Normas Neast y NTAUCT)

De acuerdo a lo establecido en el marco legal y la normativa vigente, corresponde a la Comisión evaluar el cumplimiento de la normativa y resolver sobre las solicitudes relacionadas con:

1. Las ampliaciones a la capacidad de transporte del Sistema Nacional Interconectado.
2. Las ampliaciones y adición de nueva generación al Sistema Nacional Interconectado.
3. La Conexión de Grandes Usuarios al Sistema Nacional Interconectado.
4. La ampliación de la cobertura de las redes de distribución para satisfacer la demanda de nuevos usuarios del Servicio de Energía Eléctrica.

Todas las solicitudes son tratadas con la mayor celeridad posible ya que cada proyecto relacionado es de gran importancia para el desarrollo económico de Guatemala. Sin embargo, cabe destacar que en el año 2009 se están gestionando dos proyectos que son hitos en el crecimiento de nuestro Sistema Eléctrico Nacional, que son:

- a. La interconexión Eléctrica con México a un nivel de tensión de 400kV.
- b. La interconexión del Sistema Aislado de Petén al Sistema Nacional Interconectado.

Con respecto a la aprobación de Estudios de Acceso a la Capacidad de Transporte de proyectos de generación térmica de acuerdo con las Normas Técnicas de Acceso y Uso a la Capacidad de Transporte (NTAUCT), la comisión aprobó los estudios de acceso para adicionar generación térmica para el año 2009 por un total de 109.4 MW, en tanto que para el año 2010 por un total de 39.50 MW.

El Cuadro 22 muestra en detalle la Generación Térmica cuyo acceso a la Capacidad de Transporte del Sistema Nacional Interconectado ha sido aprobado por esta Comisión.

Cuadro 22
Generación Térmica cuyo acceso ha sido autorizado por esta Comisión

Tipo de Proyecto de Generación	Nombre de la Central de Generación	Generación [MW]	Año de Entrada
Incremento	La Unión	5	2009
Adición	Palmas II	79.9	2009
Adición	Intecsa	11.3	2009
Adición	Electrogeneración Cristal Petén	13.2	2009
Adición	Térmica de Zacapa	31.49	2010

Durante el año 2008 y el primer trimestre del año 2009, la Comisión aprobó la ampliación a la capacidad de transporte de 235.6 kilómetros de Líneas de Transmisión de 69 kV de acuerdo con la política de expansión de las redes de transporte de las empresas de transportistas que operan en el Sistema Nacional Interconectado, además de la instalación de una capacidad de transformación 142.7 MVA en diversos puntos del Sistema Nacional Interconectado.

El Cuadro 23 muestra en detalle los aspectos relevantes relacionados a las obras de transmisión que implican una ampliación a la capacidad de transporte del Sistema Nacional Interconectado.

Cuadro 23
Ampliación a la Capacidad de Transporte

Obra de Transmisión	Capacidad	Voltaje	Longitud	Resolución CNEE
Estor-Telemán	NA	69	55.39	113-2008
Poptún-Santa Elena Petén	NA	69	92.03	59-2008
San Juan Ixcoy-Barillas	NA	69	51.39	03-2008
San Marcos-Malacatán	NA	69	36.75	02-2008
Subestación Barillas	10/14	69	NA	167-2007
Subestación Telemán	10/14	69/13.8	NA	114-2008
Subestación Eléctrica Imperialtex	3/4.2	69/13.8	NA	190-2008
Subestación Santa Elena Petén	14/28	69/13.8	NA	116-2008
Subestación Telemán	10/14	69/13.8	NA	187-2008
Subestación Tolimán	10/14	69/34.5	NA	187-2008
Subestación Oakland Mall	4.5	69/13.8	NA	212-2008
Subestación Escuintla I	150	230/69	NA	30-2009

En 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, elaboró el primer Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación cuyo principal objetivo es cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas. Estas Políticas, prevén la transformación de la matriz energética del subsector eléctrico, que durante el período establecido entre los años 2008 al 2022, persigue aumentar la generación de energía eléctrica con recursos renovables de 49% actual a 64% en 2022 que se traduce en un aumento del orden de 1600 MW.

Los primeros pasos de la transformación de la matriz energética se están dando, pues para los próximos años, en un horizonte hacia el 2015, la Comisión ha aprobado los estudios de acuerdo con la Norma de Estudios y Acceso a la Capacidad de Transporte (NEAST) de una serie de proyectos de generación renovable principalmente hidroeléctricos y geotérmicos por un total de 1254 MW, el Cuadro 20 muestra la generación de Energía Renovable hacia el año 2015 cuyos proyectos ya cuentan con estudios conforme a la norma NEAST aprobados por esta Comisión.

Cuadro 24
Generación de Energía Renovable hacia el
año 2015 con estudios NEAST aprobados

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
101 MW	19 MW	561 MW	90 MW	173 MW	198 MW	114 MW

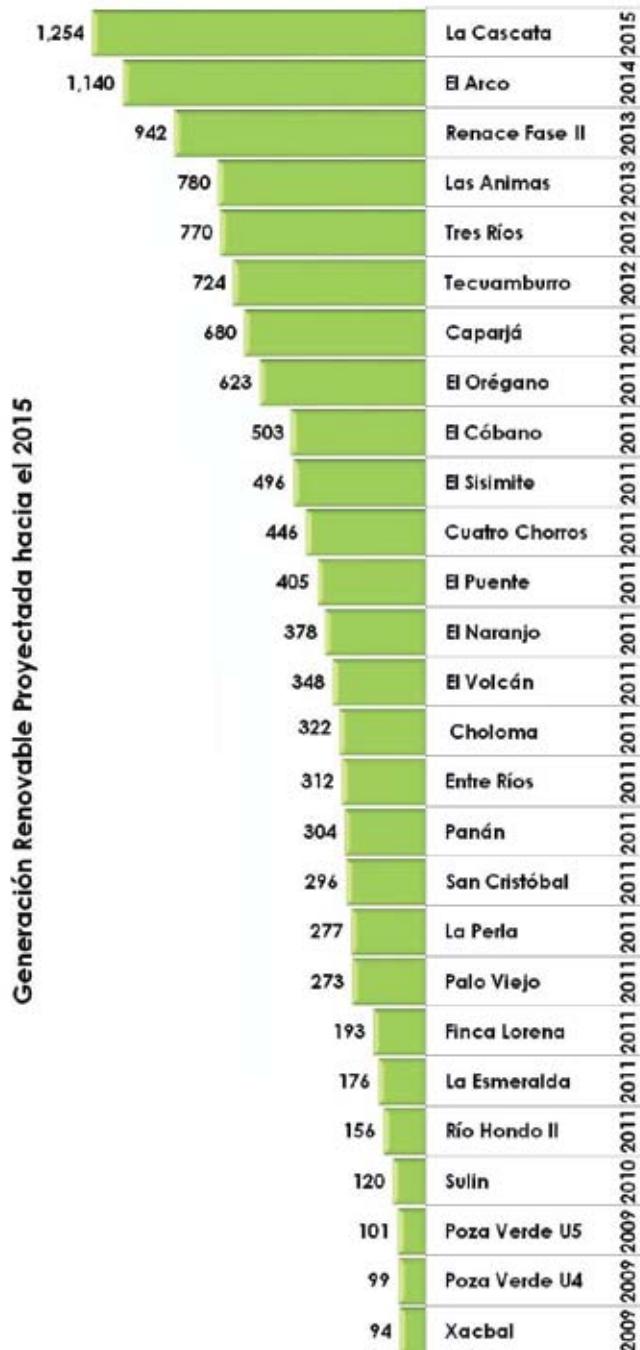


29 de abril feria 7th Annual Latin American Leadership Forum, Houston-USA 2009.

Cuadro 25
Generación de Energía Renovable hacia el año 2015 con estudios NEAST
aprobados segregados por Central de Generación

Proyecto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Tecuamburro				44.00			
Río Hondo II			36.00				
Tres Ríos				45.60			
La Esmeralda			20.60				
Finca Lorena			16.50				
Palo Viejo			80.00				
Las Ánimas					10.00		
Sulín		19.00					
Renace Fase II					162.50		
La Perla			4.20				
San Cristóbal			19.00				
El Arco						198.00	
La Cascata							114.00
Panam			8.00				
Xacbal	94.00						
Entre Ríos			8.25				
Choloma			10.00				
El Volcán			26.00				
El Naranja			30.00				
El Puente			27.00				
Cuatro Chorros			41.00				
Ampliación Poza Verde	4.50						
Ampliación Poza Verde	2.00						
El Sisimite			50.00				
El Cóbano			7.00				
El Orégano			120.00				
Carpajá			57.00				

Es importante notar que de acuerdo con el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018, hacia el año 2015, estarán ya construidas las Obras de Transmisión que formarán los anillos y aumentarán la capacidad de transporte del Sistema Nacional Interconectado en sus principales corredores por aproximadamente 1500 MW, esta nueva infraestructura promoverá la entrada de nuevas centrales de generación renovable con lo cual se dará cumplimiento a lo establecido en la Política Energética Nacional.



Gráfica 15.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO IV

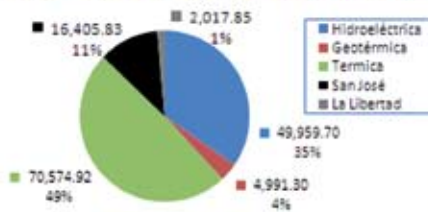


EL MERCADO DE ELECTRICIDAD
EN GUATEMALA

Generación Semanal por Recursos Renovables (MWh)

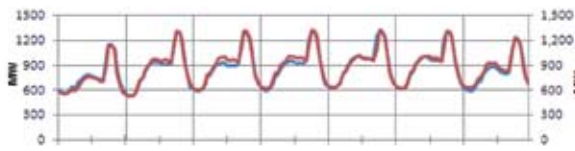


Generación por fuente primaria de energía (MWh)

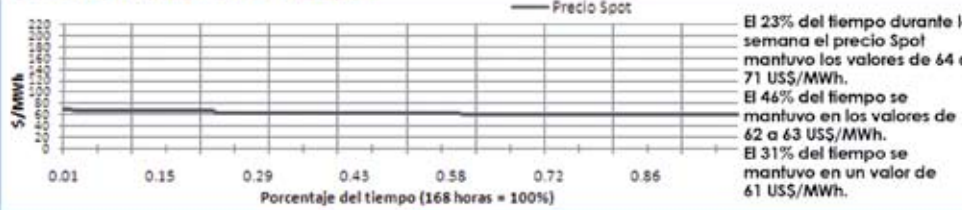


Demanda Programada Vrs. Real

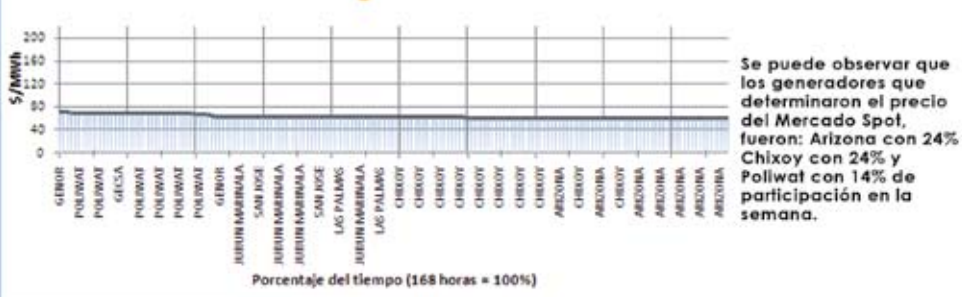
La relación entre la demanda programada y el posdespacho se comparó con una desviación máxima de 12.62% y una mínima de 0.0304%, con un promedio de 3.04%, lo cual representa un desvío de -155.5 MW, -0.4 MW y 3.04 MW respectivamente. El error máximo fue de 12.62% el día jueves a las 18 hrs. El MAPE fue de 3.14% mientras que la semana anterior fue de 3.65%.



Curva de Duración del Precio Spot



Identificación del Generador Marginal



RESUMEN	Precio Spot	Demanda SIN	Hidro +Geo	Térmica	INT	Programa	Desviación %	Error %
MAX	76.77 \$/MWh	1,314.92 MW	373.20 MW	746.70 MW	26.83 MW	1,313.83 MW	12.42%	12.42%
MIN	61.30 \$/MWh	812.20 MW	118.48 MW	345.70 MW	117.64 MW	818.88 MW	0.004%	0.00%
PROM	63.78 \$/MWh	891.73 MW	227.01 MW	527.75 MW	112.44 MW	882.74 MW	3.04%	3.14%

Coefficiente de Correlación Precio Demanda: **0.6503** * método beta de Sbercombis

Resumen Combustibles		
	Anterior	Actual
US Gulf	35.00	35.59
BY Cargo	34.09	37.50
WTI	42.51	44.49

El precio del WTI en la semana se situó en un valor de 44.49 \$/BBL.
El promedio diario del Bunker NYC 1%\$ MAX fue 37.8 \$/BBL y el USGC 3%\$ MAX fue 35.59 \$/BBL.

El mercado de electricidad

Resolución de reclamos de agentes del mercado mayorista

Con el objetivo de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos e imponer sanciones a los infractores, y atendiendo a sus atribuciones según lo establecido en el artículo 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la CNEE durante el año 2008 resolvió más de 300 expedientes sobre denuncias del Administrador del Mercado Mayorista y reclamos planteados por Agentes del Mercado Mayorista sobre la aplicación de la normativa vigente, entre los temas de mercado abarcados, destacan:

- Reserva Rápida
- Generación Forzada de la Central Generadora San José
- Generación Forzada de los Ingenios Cogeneradores
- Distribución de Desvíos de Potencia para Unidades de Arranque Lento
- Asignación del Factor de Pérdidas Nodales
- Desvíos de Potencia
- Excedentes Pérdidas Nodales
- Costos Diferenciales
- Peaje Principal
- Asignación de Servicios Complementarios
- Desacato al Centro de Despacho y Control, CDC.

La resolución de los más de 300 expedientes, permitió establecer criterios regulatorios para distintos temas de mercado contribuyendo significativamente a mejorar el funcionamiento del Mercado Mayorista al darle certidumbre al mismo sobre la aplicación del marco regulatorio vigente, así como indicando la predictibilidad del regulador, al dictaminar en cada expediente en estricto apego a la normativa vigente.

Implementación reformas normativas

En cumplimiento de su función de velar por el cumplimiento de la normativa vigente, antes del inicio del Año Estacional 2008-2009 (Mayo 2008-Abril 2009) los esfuerzos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a través de la División de Mercado, se enfocaron en velar por el cumplimiento e implementación de las reformas normativas publicadas durante el año 2007, de tal cuenta vale destacar las siguientes acciones de la CNEE:

- Por medio de la resolución CNEE-128-2008; la CNEE ordenó al AMM enmendar el procedimiento de cálculo utilizado para la determinación de la Demanda Firme de los Participantes Consumidores correspondiente al Año Estacional 2008-2009. Como resultado de la enmienda del procedimiento se tuvo que a cada Participante Consumidor se le asignara la Demanda Firme que le correspondía según la normativa, con lo cual el mercado a término de contratación de potencia creció en aproximadamente 150 Megavatios respecto al Año Estacional anterior, corrigiéndose así el fenómeno de subdeclaración de la Demanda Firme observada en años anteriores, logrando con esto enviar una mejor señal de mercado a los oferentes e inversionistas, contribuyendo a garantizar así la seguridad de suministro futuro.
- En el mismo sentido, mediante la resolución CNEE-110-2008, se dejaron sin efecto el "Procedimiento Técnico Metodología para la Determinación del Precio de Oportunidad de la Energía" y el "Procedimiento Técnico Para la Liquidación de la Generación Forzada" mismos que eran contrarios a lo establecido en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, RAMM, y la Norma de Coordinación Comercial No. 4, NCC-4, al calcular "ex ante" el Precio de Oportunidad de la Energía, y se instruyó al AMM a calcular y rectificar el Precio de Oportunidad de la Energía bajo la modalidad "ex post" tal y como lo establece la normativa vigente.

Adicionalmente, la CNEE como parte del esfuerzo a la correcta aplicación y cumplimiento del marco regulatorio a fin de contribuir con los actores de los otros sectores productivos del país, durante el mes de diciembre 2008, en colaboración con el Administrador del Mercado Mayorista, realizó dos seminarios dirigidos a Grandes Usuarios y Comercializadores, cuyo propósito fue informarles sobre las obligaciones y derechos que tienen como Participantes Consumidores del Mercado Mayorista, enfatizando la información que deben presentar antes del inicio de cada Año Estacional, de manera de prevenir incumplimientos a la normativa por parte de los Grandes Usuarios, y así contribuir a minimizar las sanciones impuestas a los mismos.

Todos estos esfuerzos manifiestan el claro compromiso de la CNEE con hacer cumplir la normativa vigente y las mejoras en ella implementadas para el beneficio en el desarrollo del mercado eléctrico guatemalteco, lo cual brinda certeza jurídica a los participantes e inversionistas del sector eléctrico.



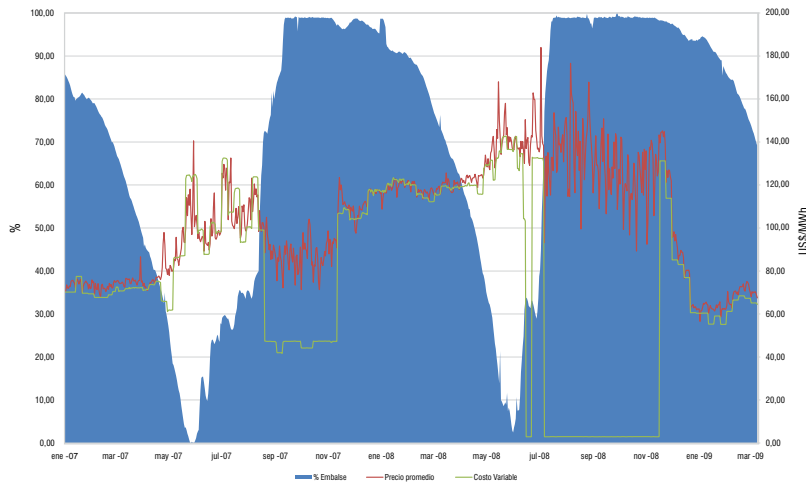
Comisión Nacional de Energía Eléctrica, marzo 2009.



Seminario a Grandes Usuarios y Comercializadores
Ciudad de Guatemala, 9-10 diciembre 2008

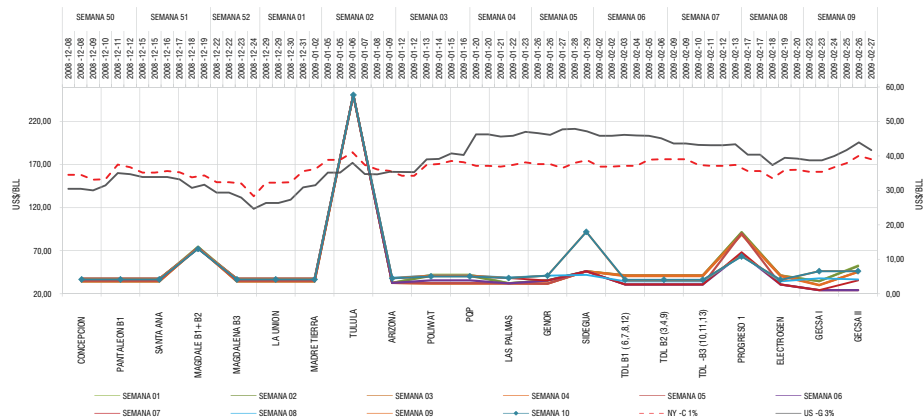
Monitoreo del funcionamiento del mercado mayorista

Siendo que la CNEE, tiene la función de ejercer vigilancia sobre el Mercado Mayorista y el Administrador del Mercado Mayorista, (artículos 11 y 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista), por medio del Departamento del Vigilancia y Monitoreo del Mercado de la División de Mercado, la CNEE ha desarrollado varias aplicaciones de software para monitorear las diferentes variables de mercado y se han construido índices como una forma de evaluar el funcionamiento del Mercado Mayorista, con lo cual se ha automatizado en gran medida esta actividad. Resultado de lo anterior, es que semanalmente el Directorio de CNEE conoce la información relacionada con el seguimiento analítico de los índices de mercado más relevantes, algunos de los cuales se representan en las gráficas que se muestran a continuación.



Gráfica 16. Nivel de embalse -POE- Valor del Agua CHIXOY, enero 2007 a marzo 2009

Precio de combustibles - Centrales Térmicas Semanas 50 a la 10



Gráfica 17.

Adicionalmente se emiten en forma semanal y mensual informes detallados del monitoreo efectuado al Mercado Mayorista, en los mismos se muestran los indicadores más importantes y relevantes que describen el desempeño del mercado.

Además de evaluar los indicadores de mercado, la CNEE, mantiene una estricta vigilancia del Mercado Mayorista, para lo cual desarrolla otras actividades, tales como:

1. Evaluación del riesgo del SNI ante fallas o mantenimientos mayores importantes de las instalaciones de los Participantes del Mercado Mayorista.
2. Revisión constante del funcionamiento del Mercado Mayorista, para detectar aspectos normativos y regulatorios que son susceptibles de corregir y así contribuir al desarrollo y fortalecimiento del mismo.

Mecanismo de verificación

En cumplimiento a lo establecido en los artículos 11, 12 y 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el año 2008 y lo que va del 2009, CNEE ha implementado varias acciones para ejercer una correcta vigilancia del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista. Entre las cuales destacan:

- La permanente verificación de los costos de combustible que los generadores térmicos declaran cada semana al Administrador del Mercado Mayorista para el cálculo de su costo variable, verificación que tiene como objetivo detectar declaraciones de los generadores que puedan provocar precios inusuales en el Mercado Mayorista, se efectúa contrastando la declaración del precio del combustible de cada generador, con varias fuentes de información que permiten determinar si el precio del combustible declarado es real.
- La continua verificación del Valor del Agua que el Administrador del Mercado Mayorista calcula para las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual. Dicha verificación se efectúa verificando la información de la energía semanal que dichas centrales hidroeléctricas declaran con el modelo de optimización del despacho SDDP para comparar el valor del agua obtenido con el calculado por el AMM.

Adicionalmente, con el propósito de verificar el funcionamiento del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista, así como evaluar la correcta implantación de las reformas normativas y su impacto, durante el 2009 se tiene previsto contratar y ejecutar la cuarta auditoría al Mercado Mayorista.

Mercado Eléctrico Regional

El Tratado Marco de los Países de América Central suscrito en 1996 por los gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, países miembros, tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un mercado Eléctrico Regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la región, mismo que está regido por los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad.

De acuerdo con el literal d) del artículo 32 del Tratado Marco, es compromiso de los Gobiernos *“realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER. Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional.”*

Considerando el actual avance del Mercado Eléctrico Regional y que la CNEE tiene entre sus atribuciones emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, es necesario que la misma se prepare para apoyar adecuadamente la labor de armonización normativa de la región centroAmericana, labor que como lo establece el Tratado Marco deberá realizarse en conjunto con la CRIE a partir del año 2009, razón por la que en un avance significativo para el fortalecimiento institucional del ente regulador, la CNEE mediante el acuerdo número 169-2008, adicionó en su organigrama el Departamento de Mercado Eléctrico Regional, el que tendrá a su cargo la coordinación y verificación del cumplimiento de lo establecido por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en relación a las actividades que se desarrollen en el MER.

Con el fin de conocer a fondo las bases constitutivas, los mecanismos de implementación y las actividades que implican la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), se integró un grupo

multidisciplinario de profesionales que llevaron a cabo un programa de trabajo que permitió conocer en detalle:

- Los fundamentos legales que dieron origen a la formación de este mercado a partir del Tratado Marco y sus Protocolos.
- Las funciones de las instituciones Comisión Regional de Interconexión eléctrica (CRIE) y el Ente Operador de la Red (EOR) que regirán el desarrollo de las actividades dentro del MER.
- Los Reglamentos Transitorios del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).
- Los derechos y obligaciones del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y de los Agentes del Mercado Regional.

Un resumen de los temas más relevantes que se enmarcan dentro del Mercado Eléctrico Regional son:

1. Durante su XVII Reunión los Presidentes de los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, dentro del Marco del Sistema de Integración de Centro América (SICA), manifestaron su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un Mercado Eléctrico Regional competitivo a través de una Línea de Transmisión que interconectara sus redes y promueva proyectos de generación regionales, para lo cual acordaron suscribir el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional. Suscrito en la Ciudad de Guatemala, el 30 de diciembre de 1996.
2. El Artículo 18 del Tratado Marco establece que “Con el propósito de dar un mejor y más efectivo cumplimiento a los fines de este Tratado y para ordenar las interrelaciones entre agentes del Mercado, se crean como Organismos Regionales, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR)”.
3. Las facultades de la CRIE, entre otras son: a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; d) Aprobar la reglamentación del despacho físico y económico, a propuesta del EOR. (Artículo 23 del Tratado Marco).
4. Son Agentes del MER: Todos los Agentes y Grandes Consumidores habilitados por el respectivo Operador de Mercado de cualquiera de los países miembros.

5. El EOR es quien definirá qué parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI) conformará la Red de Transmisión Regional (RTR) en donde los nodos y líneas tendrán niveles de tensión mayores a 115 kV. (Anexo A, Libro II RMER).
6. La CRIE con fecha 23 de agosto de 2002, mediante Resolución CRIE-1-2002, aprobó en la ciudad de Tegucigalpa, República de Honduras, el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER).
7. El RTMER de conformidad con el numeral III de dicho Reglamento, entró en vigencia a partir del 01 de septiembre de 2002, la que mantendrá hasta que entren en vigencia plena el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).
8. El RMER de conformidad con el numeral III de dicho Reglamento, entrará en Vigencia Plena hasta la puesta en operación de la línea de Transmisión del SIEPAC para lo cual la CRIE emitirá la Resolución Declaratoria de la puesta en operación de la línea; sin embargo, el EOR deberá implementar a través de la aplicación gradual hasta la entrada de la vigencia plena, los conceptos, mecanismos, metodología y modelos necesarios y procedentes, actividad esta que será auditada por la CRIE.



Reunión interna sobre Mercado Regional.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO V



REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN



Hidroeléctrica Aguacapa, 2008

Regulación de la calidad del servicio de distribución

Fiscalización de la calidad del producto técnico en distribución

Descripción de actividad

La Calidad del Producto técnico suministrado por el Distribuidor se evalúa mediante el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica y Flicker. Ante el incumplimiento a la normativa vigente los distribuidores deberán reconocer la indemnización que corresponda a los usuarios afectados.

Marco Legal

Lo establecido en las NTSD (CNEE-09-1999) y la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (Resolución CNEE-38-2003).

Objetivo

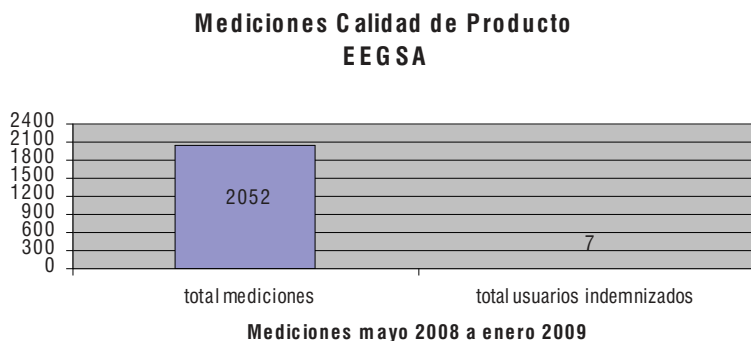
Que el usuario final reciba un servicio de energía eléctrica dentro de las tolerancias establecidas en las Normas Técnicas emitidas por CNEE.

Actividades específicas

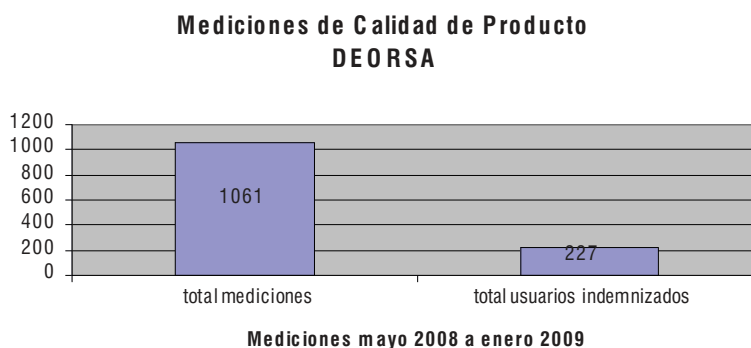
- Medir la Calidad de Producto Técnico en períodos mensuales mediante un monitoreo a la red de distribución, tanto para usuarios en baja tensión, media y alta tensión.
- Indemnizar a los usuarios cuyas mediciones no estén fuera de las tolerancias establecidas.

Resultados obtenidos

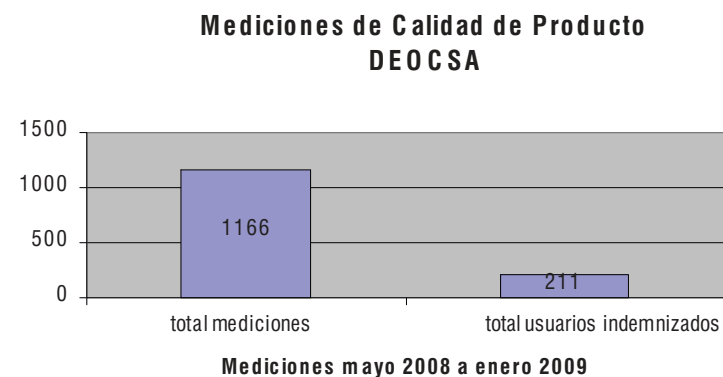
Durante el período comprendido de mayo de 2008 a enero de 2009, las distribuidoras mensualmente llevaron a cabo las campañas de medición correspondientes, las cuales se resumen a continuación. En las mismas se observa la cantidad de mediciones realizadas durante el período antes mencionado y la cantidad de usuarios que resultaron afectados por superarse las tolerancias establecidas.



Gráfica 18.



Gráfica 19.



Gráfica 20.

Fiscalización de la calidad del servicio técnico en distribución

La Calidad del Servicio Técnico evalúa la continuidad del servicio de energía eléctrica a los Usuarios. Para tal efecto se consideran todas aquellas interrupciones que tengan una duración mayor de 3 minutos.

Marco Legal

En cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente de nuestro país, lo establecido en las NTSD (CNEE-09-1999) y la Metodología (CNEE-39-2003), la CNEE está facultada para evaluar los parámetros establecidos dentro de estas normas, y cuando distribuidores superan los límites permitidos debe acreditarse a los usuarios afectados.

Objetivo

Que el usuario final reciba un servicio de energía eléctrica dentro de las tolerancias establecidas en las Normas Técnicas emitidas por CNEE.

Objetivos específicos

Que todos los participantes del Sistema Nacional Interconectado (SNI), cumplan con lo establecido en la norma correspondiente. Cuando los distribuidores superen los límites permitidos en las NTSD CNEE-09-99 y Metodología de Calidad de Servicio Técnico CNEE-39-2003, deberán indemnizar a los usuarios según lo establecido en dicha normativa.

Cuadro 26
Resultados obtenidos

No. Expediente	Distribuidora	Indemnizaciones individuales	Usuarios beneficiados indemnizaciones individuales	Indemnizaciones globales	Usuarios beneficiados indemnizaciones globales	Período de control
DCS-07-50	DEORSA	Q.570,396.31	72,906	Q.172,191.99	359,470	1er Semestre 2007
DCS-07-127	DEORSA	Q 593,715.67	82,681	Q 648,428.20	370,062	2do Semestre 2007
DCS-08-42	DEOCSA	Q 10,917,082.18	538,579	Q 22,156,544.60	243,218	1er Semestre 2008
DCS-08-43	DEORSA	Q. 10,383,714.66	316,281	Q 20,101,604.11	138,864	1er Semestre 2008
Totales		Q11,510,797.85	937,541	Q42,906,576.91	752,144	

Descripción de beneficios

Los usuarios afectados reciben una indemnización por parte del Distribuidor en compensación por no haber recibido el servicio con la calidad y estándares establecidos en la norma correspondiente.

Fiscalización del producto técnico en transporte

Descripción de actividad

Mensualmente los transportistas remiten a la CNEE mediciones de la Calidad del Producto técnico para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker.

Marco Legal

Esta actividad se fundamenta en las Normas Técnicas del Servicio de Transporte y Sanciones, Resolución CNEE-50-1999 y la Metodología de Producto Técnico, Resolución CNEE-36-2003.

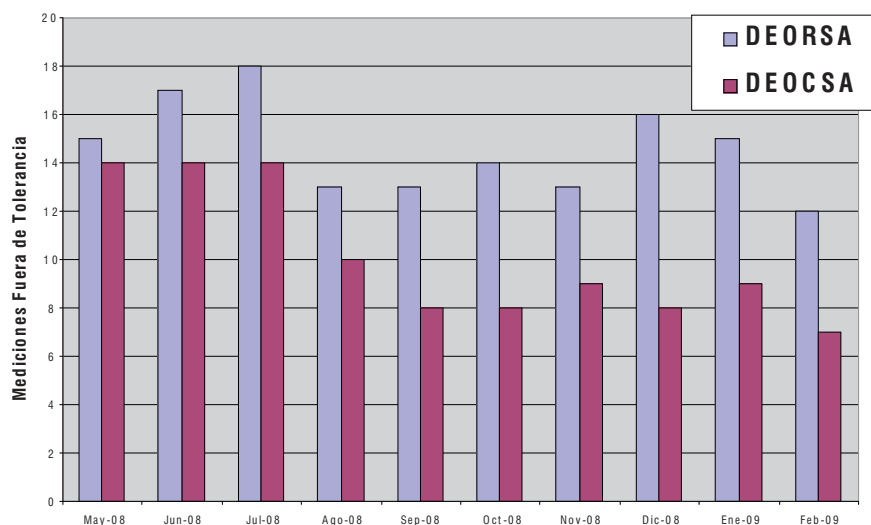
Objetivo

Que el usuario final reciba un servicio de energía eléctrica dentro de las tolerancias establecidas en las Normas Técnicas emitidas por CNEE.

Objetivos específicos

Fiscalizar el cumplimiento de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker.

Resultados obtenidos



Gráfica 21. Mediciones fuera de tolerancia

Descripción de beneficios

A lo largo del período de mayo 2008 a febrero 2009 se puede notar un decremento en las mediciones fuera de tolerancia. Esto se puede atribuir a las inversiones hechas por los Distribuidores para disminuir las salidas de media tensión con desbalance de corriente y también a la constante fiscalización del tema que realiza la CNEE.

Fiscalización de los registros de operaciones comerciales

Descripción de actividad

Proceso por medio del cual CNEE verifica el cumplimiento de las tolerancias y plazos establecidos en Norma NTSD para la realización de las operaciones comerciales de las distribuidoras, siendo dichas operaciones: *Conexiones de nuevos servicios, reconexiones, reclamos y facturación*. Para este efecto se analizan las operaciones efectuadas durante el período cada mes.

Marco Legal

Con base a lo estipulado a los Artículos del 101 a 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Resolución CNEE-09-1999 Normas Técnicas del Servicio de distribución y la Resolución 08-98 y sus modificaciones, la Resoluciones CNEE-68-2001 y CNEE-117-2004 Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Comercial, la CNEE deberá realizar las verificaciones correspondientes para garantizar que las distribuidoras estén prestando el servicio eficientemente.

Objetivo

Verificar que todas las distribuidoras de energía eléctrica se encuentren cumpliendo con lo establecido en la normativa legal vigente prestando al usuario un servicio de calidad en las áreas de:

- Conexiones de Nuevos Servicios: realizados con y sin modificación de red
- Reconexiones
- Reclamos
- Facturación

Objetivos específicos

- Verificar la información proporcionada mensualmente por parte de las Distribuidoras de energía eléctrica en medios informáticos con los documentos (fuente) para determinar que la distribuidora esté cumpliendo con los plazos de atención al usuario de la calidad comercial.
- Verificar el cumplimiento de los plazos de tolerancia establecidos en la normativa legal vigente para las Conexiones nuevas sin y con modificación de red, reconexiones, reclamaciones. Siendo estos:

Tamaño de las muestras de verificación por parte de la Comisión de los plazos establecidos en las normas

Cuadro 27

Proceso de fiscalización	Universo	Muestra verificada por CNEE	Porcentaje de muestra
A. Conexiones nuevas (solicitudes)	63,358	13,413	21.17%
B. Reconexiones	163,561	44,344	27.11%
C. Reclamos	21,634	3,800	17.56%

Descripción de beneficios

Las actividades sistemáticas de fiscalización por parte de la Comisión han incidido en una reducción gradual en los plazos para las conexiones, reconexiones y reclamos para la atención por parte de las distribuidoras a los tiempos de ejecución, mejorando por parte de las distribuidoras la atención al usuario, beneficiando al usuario con un mejor servicio.

Fiscalización del cumplimiento de la Norma de Reclamos y Quejas

Descripción de actividad

Verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la norma de Reclamos y Quejas emitida por la Comisión, en los siguientes aspectos:

- Disponibilidad del libro de quejas, en el lugar y forma establecidas en la norma.

- Asiento de reclamos personales o verbales en el libro, esto último con el apoyo de personal de la distribuidora.
- Envío a CNEE de las copias de los reclamos el día hábil siguiente a la presentación de dichos reclamos.

Marco Legal

La administración del Libro de Quejas se basa en el cumplimiento de lo relacionado con el manejo y la administración del Libro de Quejas, contenido en la Resolución CNEE-90-2008, (modificación de la Resolución CNEE-08-1998).

Objetivo

Que los usuarios cuenten con una herramienta para que sus quejas sean del conocimiento de las Distribuidoras y de la CNEE.

Objetivos Específicos

- Verificar la adecuada administración del Libro de Quejas, habilitando los mismos poniéndolos a la disposición de las distribuidoras, e instituciones gubernamentales, así como Municipalidades que requieran los mismos para ponerlos a disposición de los usuarios del servicio.
- Verificar el cumplimiento de lo que establece la normativa referida, en cuanto al uso y administración del Libro de quejas por parte de las distribuidoras y la información enviada a CNEE, para su posterior fiscalización.

Resultados obtenidos

- Dentro de las actividades que se desarrollaron en el período de mayo de 2008 a abril 2009, se emitió la Resolución CNEE-90-2008 que modifica la resolución CNEE-08-98. Dicha modificación contiene mejoras al formato y uso del libro de quejas.
- En relación a la habilitación de Libros de Quejas en el período de mayo de 2008 a abril de 2009, se entregaron 156 libros, los cuales fueron distribuidos de la siguiente manera:

Cuadro 28
Libros de Quejas habilitados por la CNEE
(Período mayo 2008-abril 2009)

ASIGNADOS	TOTALES
Distribuidoras (EEGSA-DEOCSA-DEORSA)	79
Empresas Eléctricas Municipales	8
Municipalidades	64
Instituciones Gubernamentales	5
Total	156

Cuadro 29
Reclamos presentados por medio del libro de quejas
(Período mayo 2008-abril 2009)

Proceso	Total de reclamos presentados	Muestra verificada	Porcentaje de muestra
Reclamos por medio del Libro de Quejas de CNEE	3,800	551	14.50%

Descripción de beneficios

Se ha mejorado el libro de quejas como uno de los medios al alcance de los usuarios para manifestar y presentar sus reclamos o quejas relacionadas con inconformidades sobre el servicio de distribución de energía eléctrica que recibe de las Distribuidoras. Asimismo, al instalar estos libros en entidades públicas, se facilitó al usuario el uso del mismo al ponerlo más cerca de su domicilio. Como se mencionó dicho libro constituye uno de los medios que están al alcance de los usuarios, conjuntamente con el correo electrónico, fax etc. Las empresas distribuidoras deben disponer del libro en referencia en un lugar visible y adecuado y auxiliar al usuario que no pueda manifestar su queja por escrito.

Fiscalización de indemnizaciones

Descripción de actividad

Fiscalizar la acreditación de indemnizaciones por incumplimiento a las tolerancias establecidas en las normas vigentes.

Marco Legal

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución establecen la acreditación de indemnizaciones por incumplimiento a las tolerancias de calidad del servicio de energía eléctrica en los siguientes artículos:

- Artículo 26: Indemnización por mala regulación de tensión individual e indemnización por mala regulación de tensión Global.
- Artículo 30: Indemnización por desbalance de tensión individual
- Artículo 34: Indemnización por distorsión armónica de tensión individual.
- Artículo 39: Indemnización por flicker en la tensión individual.
- Artículo 58: Indemnización por interrupciones individual e indemnización por interrupciones global.
- Artículo 71: Indemnización por conexión nueva o ampliación de potencia sin modificación de la red; indemnización por conexión nueva o ampliación de potencia con modificación de la red; indemnización por reconexiones, indemnización por facturación errónea.

Objetivo

Verificar que las Distribuidoras de energía eléctrica, cumplan con acreditar a los usuarios afectados, las indemnizaciones ocasionadas por trasgresión a las tolerancias establecidas en las NTSD relacionadas con la Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico y Calidad Comercial.

Actividades relacionadas

- Establecer el monto y usuarios a indemnizar de acuerdo a lo establecido en las NTSD.
- Verificar que el monto acreditado por concepto de indemnización sea el establecido por la CNEE así como sea acreditado a los usuarios correspondientes.

Resultados obtenidos

Durante el período de mayo 2008 a abril 2009 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha gestionado 70 expedientes por concepto de incumplimiento a tolerancias establecidas en las NTSD de la Calidad del Producto y calidad del servicio técnico.

Descripción de beneficios

Las Distribuidoras por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica han respondido ante 6,899 Usuarios, acreditando en la facturación los montos de indemnización establecidos por la CNEE.

Fiscalización del cumplimiento de las normas de diseño y operación de las instalaciones de transporte y distribución

Descripción de actividad

Mediante fiscalización de oficio y atención de las denuncias presentadas ante la Comisión se inspeccionan las instalaciones de los distribuidores y transportistas.

Marco Legal

Esta actividad se fundamenta en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID– Resolución CNEE No. 47-99, y las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –NTDOST– Resolución CNEE No. 49-99.

Objetivo

Que las instalaciones del servicio de energía eléctrica sean seguras y que brinden un servicio dentro de las tolerancias establecidas en las Normas Técnicas emitidas por CNEE.

Actividades específicas

- Fiscalizar en el campo, las líneas de distribución y transporte, en cuanto a que no presenten anomalías estructurales, postes dañados, inclinados, sin retenidas, líneas eléctricas sobre casas ó rótulos a distancias menores a las normadas, conductores eléctricos en contacto con vegetación y estructuras.

- Fiscalizar en subestaciones que los equipos de interconexión entre participantes funcionen correctamente, que los equipos y conductores cumplan con las distancias de seguridad normadas.

Resultados obtenidos

Luego de la gestión de CNEE con las empresas de transporte de energía eléctrica, se ha podido comprobar la intensificación del mantenimiento hecho a las principales líneas de transporte del sistema eléctrico nacional.

A nivel de distribución las empresas distribuidoras han realizado mantenimiento en las líneas de media y baja tensión, disminuyendo las interrupciones temporales ocasionadas por contacto de los conductores eléctricos con vegetación.

Fiscalización del cumplimiento de las normas de seguridad de presas

Descripción de actividad

Fiscalizar el cumplimiento de las Normas de tal manera que la seguridad de las presas existentes pueda evaluarse en forma consistente y adecuada, garantizando así el correcto y buen funcionamiento de las mismas.

Marco Legal

El Artículo 14 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la Comisión elaborará las Normas de Seguridad de Presas, las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarias para estos objetivos. Mediante la Resolución CNEE-29-1999 se emiten las Normas de Seguridad de Presas.

Objetivo

Garantizar la seguridad de los bienes y personas, dentro del área de influencia de las presas utilizadas para la generación de energía eléctrica mediante el cumplimiento de lo establecido en la Norma de Seguridad de Presas.

Objetivos específicos

Velar por el cumplimiento de las Normas de Seguridad de Presas requiriéndole a los dueños la observancia de las mismas, la presentación de los documentos a la CNEE y las inspecciones establecidas en la norma verificando el estado de las presas y las obras conexas.

Resultados obtenidos

- En el período de mayo 2008 a abril de 2009 se realizaron 56 visitas de rutina a las presas hidroeléctricas.
- Se autorizaron 7 libros de bitácoras cumpliendo con las Normas de Seguridad de presas.

Descripción de beneficios

Mediante la fiscalización del cumplimiento de las Normas de Seguridad de Presas, se previenen daños a los bienes y personas en el área de influencia de las presas utilizadas para la generación de energía eléctrica.

Cuadro 30
Comisión Nacional de Energía Eléctrica, resumen de resultados de encuesta de calidad del servicio de distribución año 2008

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se presenta en el cuadro siguiente el resumen de resultados de la encuesta de calidad efectuada durante el año 2008. Dicha encuesta tiene por objeto medir la percepción de los usuarios con relación al servicio de distribución final que prestan las empresas distribuidoras en la República de Guatemala. Los aspectos evaluados están contenidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Clasificación	Distribuidora	% De usuarios satisfechos				
		Promedio	Calidad del servicio (Interrupciones)	Calidad del producto (Variaciones de voltaje)	Calidad comercial (Atención al público)	
Distribuidoras con más de 100,000 usuarios						
1	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.	73.3	64.2	64.9	90.8	
2	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.	55.7	40.2	56.7	70.3	
3	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.	40.3	15.7	30.2	75.0	
Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios						
1	Empresa Municipal Rural Eléctrica de Playa Grande	81.2	86.4	65.3	91.9	
2	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya	79.7	96.0	52.3	90.8	
3	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán	75.4	79.1	58.8	88.3	
4	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj	75.0	77.4	59.2	88.4	
5	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa	71.1	62.6	63.1	87.6	
6	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa	68.2	76.4	47.6	80.7	
7	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez	66.4	69.5	43.3	86.5	
8	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos	66.1	70.5	42.7	85.1	
9	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu	56.8	44.0	48.8	77.7	
10	Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango	51.8	45.1	23.7	86.7	
11	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula	48.7	16.4	36.4	93.3	
12	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia	47.3	26.7	27.8	87.5	
13	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios	46.8	29.0	34.2	77.3	
14	Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango	46.5	37.6	29.9	72.0	
15	Empresa Eléctrica Municipal de Totaná	44.3	23.2	23.9	85.9	
16	Empresa Eléctrica Municipal de Patulul	39.8	6.1	15.6	97.8	
17	Empresa Eléctrica Municipal de Sayaxché	No realizó encuesta				

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO VI



PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA



Lección inaugural del curso para formación de especialistas en ahorro de energía Marzo 2009.

Programa de eficiencia energética

Apoyo en el plan integral de eficiencia energética del país

En forma conjunta con el Ministerio de Energía y Minas, se preparó un perfil del proyecto denominado Plan Integral de Eficiencia Energética –PIEE–, el cual fue presentado al Banco Interamericano de Desarrollo para su consideración. En el segundo semestre del año 2008, el BID procedió a aprobar un financiamiento no reembolsable de US \$ 600,000.00, el cual será complementado por un aporte de US \$ 150,000.00 por parte de la CNEE para su implementación. El convenio formalizando el apoyo financiero fue firmado en el mes de marzo del año 2009, y se espera finalizar el proyecto en un plazo no mayor de 15 meses. Los principales puntos comprendidos en el Plan son:

- Establecimiento de un Órgano Técnico Nacional de Eficiencia Energética, responsable de elaborar planes y monitorear la ejecución de los programas de Eficiencia Energética que se decida implementar en el país.
- Elaboración de una propuesta para el establecimiento de un Fondo de Financiamiento específico para proyectos de eficiencia energética cuyos préstamos puedan ser cancelados en un tiempo razonable con los ahorros de energía eléctrica que se obtenga. Los proyectos que se espera financiar corresponden a la industria, comercio y servicios, residenciales, servicios municipales, estufas ahorradoras y sustitución de leña, así como proyectos en el transporte pesado.
- Elaboración de una propuesta específica de incentivos a la eficiencia energética.
- Programa de capacitación de profesionales guatemaltecos en diagnósticos energéticos, auditorías energéticas, y preparación y evaluación de proyectos de eficiencia energética. Este programa comprenderá un componente específico para la capacitación de personal y fortalecimiento institucional del MEM y la CNEE.

Convenio de Cooperación Técnica CNEE/FIDE

El 28 de mayo del año 2008, se firmó un Convenio de Cooperación con el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica de México –FIDE–; el Convenio está orientado a identificar oportunidades para desarrollar iniciativas, programas y proyectos específicos en el campo de la Eficiencia Energética, principalmente a través de la experiencia del modelo aplicado por el FIDE en México. Derivado de la firma del Convenio, durante el primer año de cooperación se han tenido las siguientes actividades:

- Participación de un representante del FIDE en la II Feria Energética, con la presentación del Programa de Eficiencia Energética para Industria.
- Primer curso para la Formación de Especialistas en Ahorro de Energía Eléctrica. Este curso se impartió del 3 de marzo al 1 de abril del año 2009, con un total de 40 horas. Por separado se presenta un resumen relativo a este curso.



Firma del Convenio de Cooperación entre autoridades de la CNEE y el FIDE de México 28 de mayo de 2008.

II Feria Energética

En forma conjunta con el Ministerio de Energía y Minas y el Instituto Nacional de Electrificación –INDE–, se preparó y desarrolló la II Feria Energética. Dicha feria se desarrolló del 1 al 3 de diciembre del año 2008, y tuvo el respaldo de entidades privadas, académicas y ambientalistas, así como del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

El énfasis de la Feria fue la Eficiencia Energética y las energías renovables, habiéndose desarrollado 21 conferencias técnicas impartidas por profesionales guatemaltecos y extranjeros, así como 7 sesiones plenarias con la discusión de temas de interés nacional y la participación de distinguidos profesionales, tanto del sector público, ambiental, gremial y académico. La Feria contó con 34 exhibiciones de productos y equipos disponibles en el sector energético, incluidas nuevas tecnologías para la utilización de energías renovables y productos novedosos para el ahorro de energía eléctrica. Derivado del éxito obtenido en esta Feria, se ha programado la III Feria Energética a celebrarse en el mes de noviembre del 2009.



Ing. Carlos Colom durante la inauguración de la II Feria Energética
Diciembre 2008.

Curso para la Formación de Especialistas en Ahorro de Energía Eléctrica

Del 3 de marzo al 1 de abril del año 2009, se celebró el primer curso para la Formación de Especialistas en Ahorro de Energía Eléctrica. El curso fue impartido a través de teleconferencias por especialistas del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica de México –FIDE–, y dirigido a 26 profesionales guatemaltecos, todos ellos con formación electromecánica y representantes de diversas empresas privadas e instituciones del sector público.

El objetivo principal del curso fue el de fortalecer las capacidades técnicas de ingenieros guatemaltecos en temas de ahorro de energía eléctrica, así como el de promover la importancia del uso racional y eficiente de la energía eléctrica como uno de los ejes fundamentales de la estrategia que sigue la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el impulso de la Eficiencia Energética.



Lección inaugural del curso para formación de especialistas en ahorro de energía
Marzo 2009.

Apoyo a Programas Municipales de Eficiencia Energética

Se han atendido diversas reuniones con alcaldes de todo el país, de tal forma de apoyarles técnicamente en la implementación de programas de eficiencia energética en aquellas municipalidades que así lo soliciten.

En la actualidad se están apoyando programas para los municipios de Guastatoya, departamento de El Progreso, y Morales, departamento de Izabal, específicamente orientados a mejorar los siguientes puntos:

- Proyecto para cambio de lámparas de mercurio utilizadas en el municipio, por lámparas de sodio de alta presión y lámparas LED para algunos sitios de la Cabecera Municipal.
- Proyecto para mejoramiento de la operación de sistemas de bombeo mediante la utilización de variadores de frecuencia y corrección de problemas eléctricos que se han detectado durante la evaluación.
- Proyecto para sustitución de lámparas ineficientes en el edificio municipal; específicamente se está considerando la sustitución de lámparas fluorescentes del tipo T-12 con balastos electromagnéticos, por lámparas fluorescentes ahorradoras modelo T-8 con balastos electrónicos. También se está proponiendo un reglamento para el uso de energía eléctrica dentro de las oficinas municipales, el cual se espera sea aprobado por el Concejo Municipal correspondiente para su implementación como una norma obligatoria que deberán respetar los trabajadores.

Ahorro de energía eléctrica en instalaciones de la CNEE

En el 2º semestre del año 2008 se inició una evaluación del consumo de energía eléctrica en las instalaciones que ocupa la CNEE. Ello ha permitido planificar una serie de acciones que, en su conjunto, permitirán reducir un 40% la factura eléctrica mensual. Algunas de las acciones que se están implementando incluyen la sustitución de lámparas fluorescentes T-12 que trabajan con balastos electromagnéticos, por lámparas fluorescentes ahorradoras T-8 con balastos electrónicos; en el lobby del nivel 14 se sustituyeron lámparas del tipo dicróicas de 50 vatios por lámparas LED de 3 vatios; y también se está preparando una guía para establecer el programa de ahorro de energía eléctrica en la CNEE con la participación de todos los trabajadores, misma que será utilizada de base para replicarla a nivel gubernamental.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO VII



ACTUACIONES JURÍDICAS DERIVADAS DE LA
APLICACIÓN DEL MARCO REGULATORIO



Lección inaugural del curso Ley General de Electricidad y sus Reglamentos
(Escuela de Estudios Judiciales)
Abril 2009

Actuaciones Jurídicas derivadas de la aplicación del marco regulatorio

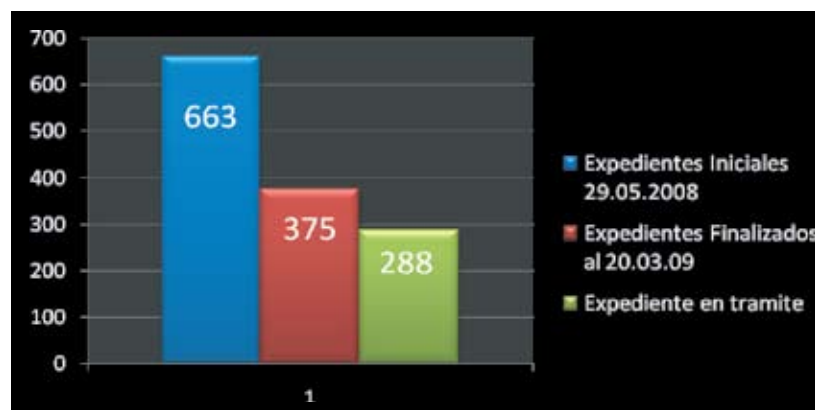
Expedientes judiciales

Amparos:



Gráfica 22.

Se puede observar que la Gerencia Jurídica de la CNEE tramitó un total de doscientos veinticinco amparos, de los cuales se finalizaron en el período reportado 90.



Gráfica 23.

Se puede observar que de 663 expedientes jurídicos se resolvieron 375, quedando pendiente 288.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO VIII



APOYO AL FORTALECIMIENTO DE
LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES



Retalhuleu, julio 2008
Capacitación a Empresas Eléctricas Municipales.

Apoyo al fortalecimiento de las empresas eléctricas municipales

Actividades de capacitación a Empresas Eléctricas Municipales

Durante el período reportado se desarrollaron los siguientes eventos de capacitación dirigidos a las Empresas Eléctricas Municipales.

Cuadro 31
Actividades de capacitación con empresas eléctricas Municipales

Actividad	Dedicado a:	Lugar	Fecha
1. Capacitación de Aplicación Tarifaria y visita a Planta hidro-eléctrica Comaja	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya.	Oficina de EEM de Guastatoya	07/08/2008
2. Capacitación de Aplicación Tarifaria	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya.	Oficinas CNEE	07/01/2009
3. Capacitación de Aplicación Tarifaria-Análisis del Ajuste Trimestral	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya.	Oficinas de EEM de Guastatoya	20/02/2008
4. Seminario: Tarifas de Distribución, Estudios Tarifarios, Licitaciones, Alumbrado Público y Sistema Uniforme de Cuentas.	Empresas Eléctricas Municipales de Oriente	Hotel Longarone, Teculután, Zacapa	26/06/2008
5. Seminario Empresas Eléctricas Municipales	Empresas Eléctricas Municipales de Occidente	IRTRA, Retalhuleu	03/07/2008
6. Temas varios	EEM Retalhuleu	Oficinas CNEE	29/5/2008
7. Temas varios	EEM San Pedro Sacatepéquez	Oficinas CNEE	29/5/2008
8. Temas varios	EEM Joyabaj	Oficinas CNEE	16/6/2008
9. Temas varios	EEM Retalhuleu	Oficinas CNEE	20/6/2008
10. Temas varios	Varias	IRTRA Retalhuleu	3/7/2008
11. Temas varios	EEM Retalhuleu	Oficinas CNEE	23/7/2008
12. Temas varios	EEM San Marcos	Oficinas CNEE	29/7/2008
13. Temas varios	EEM Joyabaj	Oficinas CNEE	14/10/2008
14. Temas varios	EEM Retalhuleu	Oficinas CNEE	15/10/2008
15. Temas varios	EEM San Pedro Sacatepéquez	Oficinas CNEE	13/11/2008
16. Temas varios	EEM San Pedro Sacatepéquez	Oficinas CNEE	17/11/2008
17. Temas varios	EEM Retalhuleu	Oficinas CNEE	20/1/2009
18. Temas varios	EEM Retalhuleu	Oficinas CNEE	26/1/2009
19. Temas varios	EEM Joyabaj	Joyabaj	17/3/2009



Retalhuleu, julio 2008
Capacitación a Empresas Eléctricas Municipales.



Guatemala abril 2009
Capacitación a personal de la CNEE sobre
economía experimental en la UFM.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO IX



APOYO INFORMATIVO A
DIFERENTES ENTIDADES PÚBLICAS Y PRIVADAS



Desayuno Taller con medios de comunicación (10.7.2008).

Apoyo informativo a diferentes entidades públicas y privadas

La CNEE también apoya con brindar información periódica y cuando es requerida a:

Cuadro 32
Apoyo informativo a diversas entidades

Entidad	Tipo de Información proporcionada
1. Ministerio de Energía y Minas –MEM–	Con la finalidad de apoyar al Ministerio de Energía y Minas, periódicamente se ha entregado información para el programa del Gobierno Central “Gobernando con la Gente”
2. Instituto Nacional de Estadística –INE–	Para la elaboración del Índice de Precios al Consumidor se proporciona al Instituto Nacional de Estadística los valores de las tarifas eléctricas vigentes.
3. Secretaría de Integración Económica CentroAmericana – SIECA –	Para la actualización de los registros estadísticos e indicadores regionales del sector eléctrico de la región CentroAmericana.
4. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones de El Salvador.	Información relacionada con las tarifas vigentes, la evolución del mercado eléctrico nacional y indicadores de evolución de temas tarifarios del sector eléctrico.
5. Comisión Económica de Naciones Unidas para América Latina – CEPAL–	Anualmente CNEE remite a CEPAL, información para actualizar los indicadores económico-energéticos de la región LatinoAmericana.
6. Congreso de la República, Secretaría de la Presidencia de la República, ANAM, PDH, CIEN, ASIES, CRIE, OLADE, AECI, USAID, AMCHAM, BID, Cámara de Industria, Cámara de Comercio.	Varios temas relacionados con las funciones de la CNEE y Subsector Eléctrico de Guatemala.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO X



RELACIONES INTERNACIONALES



Participación del ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford, Presidente de la CNEE Guatemala. Asamblea de ACERCA, enero 2009, Ciudad de Guatemala.

Relaciones Internacionales

Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía de Centro América (ACERCA)

Los días 22 y 23 de enero de 2009, se llevó a cabo en la Ciudad de Guatemala, la reunión y asamblea de ACERCA respectivamente; en dichas reuniones participaron representantes de entidades reguladoras de energía de América Central incluyendo Belice como invitado especial. Durante el día 22 por la mañana se realizaron presentaciones por país de los aspectos más relevantes relacionados con la regulación. Asimismo, durante el día 22 por la tarde se discutieron tres temas técnicos de interés general para la región: MERCADO REGIONAL, EFICIENCIA ENERGÉTICA, REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.

El día 23 por la mañana se llevó a cabo la Asamblea con la participación de los países miembros, habiéndose acordado en resumen lo siguiente:

- 1) Reiniciar las actividades de la Asociación, abriéndose un nuevo ciclo.
- 2) Elegir como nuevo presidente de ACERCA al ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford, Presidente de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala y como fiscal al ingeniero José Isaías Aguilar Palma, Comisionado Presidente de la Comisión Nacional de Energía de la República de Honduras.
- 3) Establecer cuatro comités técnicos integrados por todos los países miembros de ACERCA para que analicen a nivel regional temas de interés común de la siguiente forma:

Cuadro 33

Tema	Coordinación
Mercado	SIGET/ El Salvador
Tarifas	CNE/ Honduras
Eficiencia Energética	ARESEP/ Costa Rica
Calidad	ASEP/ Panamá
Coordinación General	CNEE/ Guatemala

Asociación de Entidades Reguladoras de Energía de Iberoamérica (ARIAE)

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, es miembro fundador de ARIAE, inclusive actualmente el Presidente de la CNEE es uno de los tres vicepresidentes de ARIAE.

La Asociación IberoAmericana de Entidades Reguladoras de la Energía (**ARIAE**) se constituye formalmente el 17 de marzo de 2000 en la ciudad de Buenos Aires (Argentina), si bien en un principio como asociación de reguladores en el ámbito de la Energía Eléctrica.

ARIAE extendió su objeto al resto de los sectores de la energía, según el acuerdo adoptado en la junta ordinaria anual celebrada en el mes de mayo de 2000 en Lisboa, y actualmente reúne a organismos reguladores de energía de 19 países iberoamericanos: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, España, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Perú, Portugal, República Dominicana, Uruguay y Venezuela.

ARIAE constituye un foro de comunicación entre especialistas y profesionales de las entidades que lo integran, con el fin de promover el intercambio de experiencias y compartir el conocimiento en la regulación de los sectores de la energía, la formación y capacitación de personal en todos los niveles, y su intercambio entre los socios; así como propiciar la cooperación en actividades de interés común, incluso en los campos de investigación y desarrollo.

El intercambio de información está soportado básicamente mediante el funcionamiento de esta página Web que permite el acceso a la información de la Asociación y de las Entidades Reguladoras que la integran y el planteamiento de cuestiones sobre la regulación a partir de un sistema multiconsulta, cuyos resultados se gestionan mediante una base de datos creada a este efecto.

Dentro de las actividades de ARIAE cabe destacar la celebración de una Asamblea Anual de Reguladores, la cual se realiza en diferentes países miembros. En el año 2006 dicha Asamblea fue celebrada en la Ciudad de Antigua Guatemala con coordinación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Dichas asambleas se dividen en una parte relacionada con el análisis de aspectos regulatorios de relevante importancia para todos los miembros y la asamblea propiamente dicha

donde se emiten acuerdos sobre el futuro de la Asociación. La próxima asamblea tendrá lugar durante el mes de mayo de 2009 en la Ciudad de Cuzco, Perú.

Adicional a lo anterior ARIAE dispone de mecanismos de consultas que efectúen las entidades miembros y edita documentos relacionados con temas regulatorios de relevante importancia.

Energía sin Fronteras

La Comisión forma parte del grupo de entidades del sector público, académico y privado de Guatemala que participan en las actividades relacionadas con el análisis la iniciativa Energía sin Fronteras (entidad Española sin fines de lucro) cuyo objeto final es la promoción y el desarrollo de la expansión de los servicios de energía eléctrica hacia las zonas rurales aisladas, considerándose como tales, aquellas en las cuales a corto plazo no se tiene previsto su conexión con alguno de los sistemas existentes, lo cual es una limitante para su desarrollo. En los diferentes grupos de trabajo participan entre otros: Unión Fenosa, INDE, CNEE, Universidad de San Carlos de Guatemala, Universidad Rafael Landívar, Universidad del Valle de Guatemala, Fundación Solar, Nreca.



Seminario celebrado en la ciudad de Guatemala. Diciembre 2008



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO XI



FORTALECIMIENTO
DE LA COMISIÓN



Agosto 08 del 2008. Seminario Presencia de Contingencia en el Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Fortalecimiento de la capacidad de la Comisión

Desarrollo del plan de capacitación

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica mantiene un programa de capacitación continua a su personal con el objetivo de dotarles de las capacidades y conocimientos necesarios para desarrollar de forma eficiente sus funciones. Para el efecto la CNEE es miembro de entidades internacionales especializadas en capacitación “on line” sobre temas regulatorios, dentro de las cuales cabe destacar la CIER con sede en Uruguay, CEDET con sede en España, OLADE entre otras. A continuación se detallan los eventos más relevantes de capacitación en los cuales participó personal de la entidad en el período reportado.

Cuadro 34
Eventos de capacitación con participación de personal de la CNEE

No.	Evento	Entidad	Participantes
1	Curso Avanzado de Estabilidad en Sistemas de Potencia	Universidad Autónoma de Nuevo León, Ciudad de Monterrey, México	2
2	Curso de Gerencia de Proyectos	Segeplan, Guatemala	1
3	Capacitación de programa de análisis de sistema de potencia NEPLAN	Prolec, Guatemala	5
4	Capacitación de programa de simulación animada de estudios eléctricos	Powerworld, Urbana Champaign, Illinois, Estados Unidos de América	3
5	Curso en línea de Diseño, Implementación y Gestión de Microcentrales Hidroeléctricas	OLADE, Quito, Ecuador	8
6	Curso de Diseño y Evaluación de Proyectos	Segeplan, Guatemala	1
7	Capacitación de los modelos de planificación OPTGEN y OPTNET	Power Systems Research de Brasil, en la Ciudad de Guatemala	5
8	Curso de Transitorios Electromagnéticos	Universidad Autónoma de Nuevo León, Ciudad de Monterrey, México	2
9	Pasantía profesional Planificación del Sistema de Transporte y de Generación, y Licitaciones de los Proyectos de Expansión	Agencia Nacional Eléctrica –ANEEL– y Empresa de Pesquisa Energética –EPE– en las ciudades de Brasilia y Río de Janeiro, de la República Federativa de Brasil	2
10	Participación de una persona en el 9th Coaltrans Américas en Miami, Estados Unidos de América	Coaltrans Américas en Miami, Estados Unidos de América	1
11	Curso de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Potencia	Universidad Autónoma de Nuevo León, Ciudad de Monterrey, México	2
12	Writing Queries with Microsoft SQL Transac	New Horizons, Guatemala	2
13	Aspectos Medioambientales de la Energía: Energías Renovables y Biocombustibles	Asociación IberoAmericana de Entidades Reguladoras, ARIAE, Colombia	2
14	Curso en línea, Balance de energía útil como herramienta de planificación	Organización LatinoAmericana de Energía, OLADE, Ecuador	7

No.	Evento	Entidad	Participantes
15	Taller de Redacción	Universidad Rafael Landívar	3
16	Microsoft SQL Server Administration	New Horizons, Guatemala	2
17	Curso por Videoconferencia, Formación de Especialistas en Ahorro de Energía Eléctrica	FIDE, México y CNEE, en Ciudad de Guatemala	5
18	Incidencias Procesales en las Inconstitucionalidades en caso concreto	Forum, Guatemala	5
19	Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia	Universidad Autónoma de Nuevo León	2
20	Writing Queries Using SQL Server 2008 Transac	New Horizons, Guatemala	1
21	Curso en línea, Mercados Regionales de Energía	Fundación CEDDET, España	7
22	Diplomado en Regulación de Servicios Públicos	Estrategias de Inversión, S. A. -Consulting Group-	2
23	Curso en línea, Introducción a la defensa de la competencia Ed. 2	CEDDET, España	1
24	Taller de Negociación Teoría y Herramientas del Proyecto de Negociación de Harvard	Asociación de Gerentes de Guatemala	3
25	Retén ISR	Superintendencia de Administración Tributaria	2
26	Metering Central América & Caribbean	Spintelligent (Pty) Ltd., Medellín, Colombia	1
27	Curso en línea, Instrumentos Jurídicos de las Relaciones Económicas Internacionales y de la Integración Regional	CEDDET, España	1

Adquisición de herramientas informáticas

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica dotó recientemente a la División de Proyectos Estratégicos de herramientas informáticas de última generación para el desarrollo de sus funciones, realizando una inversión aproximada de tres millones de quetzales (Q 3,000,000.00). Las herramientas informáticas con las cuales cuenta son las siguientes:

- a. Modelo de Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Transmisión –SDDP–
- b. Modelo de planificación de la expansión de la generación e interconexiones regionales –OPTGEN–
- c. Modelo de planificación de la expansión de redes de transmisión de potencia –OPTNET–
- d. NEPLAN (software para análisis de sistemas de potencia)
- e. ARINFO (software Sistema de Información Geográfica)
- f. MiniTab (software para análisis estadísticos y construcción de modelos econométricos)
- g. Powerworld (Simulador animado de estudios eléctricos)

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
REPÚBLICA DE GUATEMALA



CAPÍTULO XII



ANEXOS

Tarifas

Anexo I

Ajuste tarifario trimestral Mayo-julio 2009

Cuadro 35
Tarifa Social, DEOCSA, DEORSA y EEGSA

Distribuidora	FEB – ABR 09	MAY – JUL 09	Monto a Pagar * usuarios 0–50 kWh al mes	Monto a Pagar * usuarios 51–100 kWh al mes
DEOCSA*	1.3942	1.3942	0.50	0.75
DEORSA*	1.3989	1.3990	0.50	0.75
EEGSA*	1.2700	1.2710	0.50	0.75

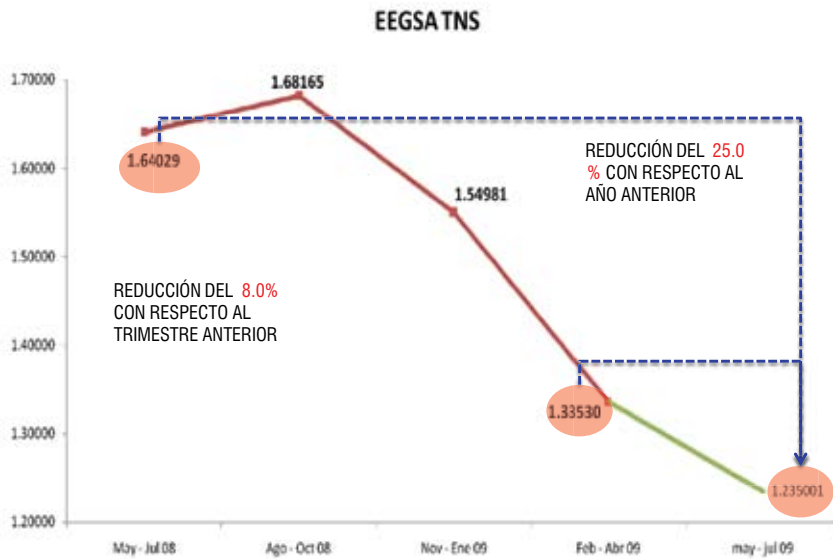
* Tarifas de acuerdo a aporte de solidaridad que realiza el Instituto Nacional de Electrificación –INDE–

Para los usuarios que consuman más de 300 kWh. Por mes:

Cuadro 36
Tarifa No Social, DEOCSA, DEORSA y EEGSA

Distribuidora	FEB – ABR 09	MAY – JUL 09	% de Reducción en relación al trimestre anterior	% de Reducción en relación a Mayo 2008
DEOCSA	1.7299	1.5491	10%	17%
DEORSA	1.8299	1.5546	15%	21%
EEGSA	1.3350	1.2350	8%	25%

TARIFAS NO SOCIAL RESULTANTES
MAYO - JULIO 2009

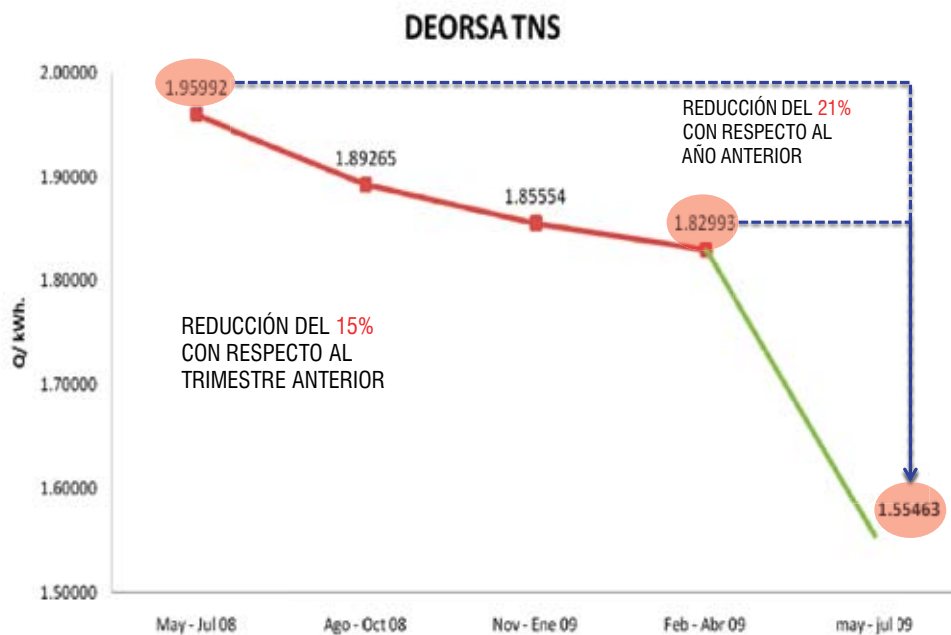


Gráfica 24.

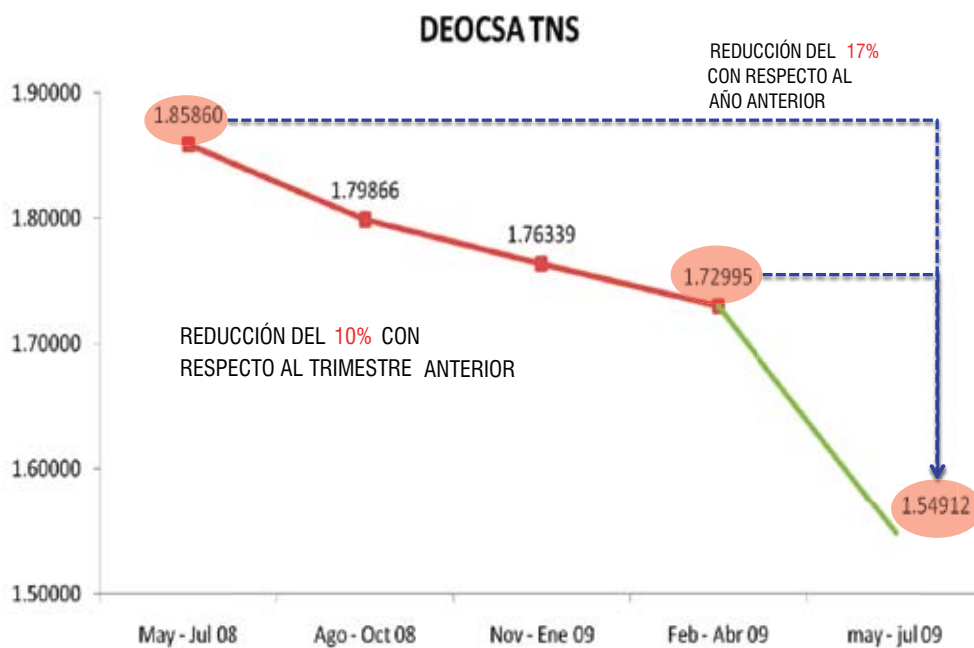
Tarifa No Social -BTS-
Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.



Gráfica 25.



Gráfica 26.



Gráfica 27.

Anexo II

Resumen de resoluciones emitidas

Período mayo 2008-abril 2009

Cuadro 37

Número	fecha de emisión	Tema o Asunto
087-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché, no afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
086-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché, afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
085-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, no afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
084-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
083-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa no afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
082-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
081-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu no afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
080-2009	28/04/2009	Aprobación de ajuste trimestral en facturación mensual de los usuarios de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu afectos a la Tarifa Social de Servicio de Distribución Final
069-2009	21/04/2009	L a Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, solicitó ampliación a la capacidad de transporte para el proyecto "Interconexión Eléctrica Guatemala-México 400kV.
068-2009	17/04/2009	Aprobar la solicitud presentada por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, en el sentido de autorizar el acceso temporal a la capacidad de transporte del proyecto "Sistema Aislado de Santa Elena Perén".
066-2009	16/04/2009	Administrador del Mercado Mayorista remitió el Informe Costos Mayoristas correspondientes al período comprendido del 1 de mayo de dos mil nueve al treinta de abril de dos mil diez.
065-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica de Patulul.
064-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj.
063-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Gualán.
062-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa.
061-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula.
060-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos.

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
059-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Quezaltenango.
058-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango.
057-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya.
056-2009	13/04/2009	Se aprueban los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.
055-2009	02/04/2009	Se emite la Norma Técnica del Sistema Uniforme de Cuentas.
054-2009	01/04/2009	Se definen los criterios para la aplicación de la fórmula descrita en el apartado 4.1 de la Resolución CNEE-180-2005.
053-2009	01/04/2009	El Administrador del Mercado Mayorista solicitó se le indique la fracción de la Demanda Firme que le corresponde a los bloques de Tarifa Social y No Social de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima y de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
052-2009	30/03/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
051-2009	30/03/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
050-2009	30/03/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
049-2009	30/03/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
048-2009	30/03/2009	La Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
047-2009	30/03/2009	La Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
046-2009	30/03/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
045-2009	30/03/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su autorización la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
044-2009	20/03/2009	La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, solicitó se autorice temporalmente la conexión de las obras ejecutadas en la subestación Brillantes.
042-2009	10/03/2009	La entidad Desarrollo de Generación Eléctrica y Manejo de Recursos Naturales Las Tres Niñas, Sociedad Anónima, solicitó aprobación de los estudios eléctricos del proyecto hidroeléctrico "Capajjá".
041-2009	05/03/2009	La entidad Papeles Elaborados, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte del proyecto hidroeléctrico Poza Verde, Unidad No. 5.
040-2009	05/03/2009	La entidad Desarrollo de Generación Eléctrica y Manejo de Recursos Naturales Las Tres Niñas, Sociedad Anónima, solicitó aprobación de los estudios eléctricos del proyecto hidroeléctrico El Orégano.
039-2009	24/02/2009	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
038-2009	24/02/2009	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
037-2009	24/02/2009	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
036-2009	24/02/2009	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
035-2009	24/02/2009	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
034-2009	24/02/2009	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
033-2009	23/02/2009	La entidad Electro Generación, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte del proyecto Central Generadora Electro Generación Cristal, Petén.
032-2009	23/02/2009	La entidad Internacional de Comercio y Consultoría, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte del proyecto Central de Generación Eléctrica "INTECSA, Petén".

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
031-2009	23/02/2009	La entidad Hidroeléctrica el Cóbano, Sociedad Anónima, solicitó la aprobación de los Estudios Eléctricos del proyecto hidroeléctrico "El Cóbano".
030-2009	04/02/2009	La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica –ETCCE– del INDE, solicitó autorización para sustituir el transformador trifásico de 100 MVA 230/69 kV por un banco de transformación de 150 MVA, 230/69 Kv.
029-2009	04/02/2009	Generadora Nacional, Sociedad Anónima, solicitó la aprobación de los estudios eléctricos del proyecto hidroeléctrico "Sisimite 50 MW".
028-2009	04/02/2009	Se emite la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NIT–
027-2009	30/01/2009	Administrador del Mercado Mayorista, solicita se le informe las instalaciones que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión y el Sistema Secundario de Sub-transmisión.
026-2009	29/01/2009	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
025-2009	29/01/2009	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
024-2009	29/01/2009	Se fijan Tarifas Base, sus valores máximos y fórmulas de ajuste periódico y condiciones generales de aplicación a consumidores finales del servicio de distribución final no afectos a Tarifa Social que atiende la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
023-2009	29/01/2009	Se fijan Tarifas Base, sus valores máximos y fórmulas de ajuste periódico y condiciones generales de aplicación a consumidores finales del servicio de distribución final afectos a Tarifa Social que atiende la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
022-2009	29/01/2009	Se fijan Tarifas Base, sus valores máximos y fórmulas de ajuste periódico y condiciones generales de aplicación a consumidores finales del servicio de distribución final no afectos a Tarifa Social que atiende la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
021-2009	29/01/2009	Se fijan Tarifas Base, sus valores máximos y fórmulas de ajuste periódico y condiciones generales de aplicación a consumidores finales del servicio de distribución final afectos a Tarifa Social que atiende la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
020-2009	29/01/2009	Se fijan Tarifas Base, sus valores máximos y fórmulas de ajuste periódico y condiciones generales de aplicación a consumidores finales del servicio de distribución final no afectos a Tarifa Social que atiende la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu.
019-2009	29/01/2009	Se fijan Tarifas Base, sus valores máximos y fórmulas de ajuste periódico y condiciones generales de aplicación a consumidores finales del servicio de distribución final afectos a Tarifa Social que atiende la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu.
018-2009	28/01/2009	Se declara precedente y se aprueba el estudio tarifario para la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
017-2009	28/01/2009	Se declara precedente y se aprueba el estudio tarifario para la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
016-2009	28/01/2009	Se aprueba estudio tarifario el cual será la base para emitir y publicar el pliego tarifario de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu.
015-2009	28/01/2009	La Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
014-2009	28/01/2009	La Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
013-2009	28/01/2009	La Empresa Distribuidora de Electricidad de Oriente, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
012-2009	28/01/2009	La Empresa Distribuidora de Electricidad de Oriente, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
011-2009	28/01/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
010-2009	28/01/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
009-2009	27/01/2009	La entidad Papeles Elaborados, Sociedad Anónima, solicitó aprobación para la aprobación de los estudios eléctricos del Proyecto Hidroeléctrico Poza Verde, Unidad No. 4 ampliación a 4.5 MW.
008-2009	27/01/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
007-2009	27/01/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
006-2009	27/01/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
005-2009	27/01/2009	La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
004-2009	12/01/2009	Se fijan valores máximos de peaje del Sistema Secundario a: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, Transportista Eléctrica CentroAmericana, Sociedad Anónima, Duke Energy Transmisión Guatemala Limitada, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima.
003-2009	12/01/2009	Se solicita al Administrador del Mercado Mayorista el informe referente a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión Principal.
002-2009	08/01/2009	Se fijan valores máximos de Aportes Reembolsables y sus condiciones de aplicación para usuarios que estén dentro o lleguen al límite de la franja obligatoria de doscientos metros.
001-2009	06/01/2009	La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE solicita autorización para la rotación de transformadores.
240-2008	17/12/2008	Administrador del Mercado Mayorista informó que la Hidroeléctrica Candelaria, S.A., solicitó ser reconocida como integrante en las actividades y transacciones económicas que se llevan a cabo en el Mercado Mayorista.
239-2008	17/12/2008	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
238-2008	17/12/2008	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
237-2008	16/12/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
236-2008	16/12/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
235-2008	16/12/2008	Empresa Municipal Rural de electricidad de Ixcán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
234-2008	16/12/2008	Empresa Municipal Rural de electricidad de Ixcán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
233-2008	16/12/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
232-2008	16/12/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
231-2008	16/12/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
230-2008	16/12/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
228-2008	05/12/2008	Ingenio La Unión, solicitó autorización de manera temporal la inyección de 5 MW al Sistema Nacional Interconectado utilizando el recurso renovable de Biomasa.
227-2008	28/11/2008	Se amplía en un mes más el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima en la Resolución CNEE-82-2008 y sus modificaciones.
224-2008	28/11/2008	Se amplía en un mes más el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima en la Resolución CNEE-82-2008 y sus modificaciones.
225-2008	28/11/2008	Se aprueban los Términos de Referencia y anexos I y II para elaborar las Bases de Licitación para la compra de potencia y energía para usuarios de Tarifa Social de la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
224-2008	28/11/2008	Se aprueban los Términos de Referencia y anexos I y II para elaborar las Bases de Licitación para la compra de potencia y energía para usuarios de Tarifa Social de la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
223-2008	25/11/2008	La entidad Ingenio Magdalena, Sociedad Anónima, solicitó ampliación de la Resolución CNEE-1-2008, haciendo constar que el proyecto aprobado, incluía una línea de transporte de 1.215 kilómetros de longitud y tensión de 230 kV.
222-2008	25/11/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
221-2008	24/11/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
220-2008	24/11/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
219-2008	24/11/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
218-2008	24/11/2008	La entidad Generación Limpia Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación los estudios eléctricos para el proyecto hidroeléctrico El Puente.
217-2008	24/11/2008	La entidad Generación Limpia Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación los estudios eléctricos para el proyecto hidroeléctrico El Naranjo.
216-2008	24/11/2008	La entidad Generación Limpia Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación los estudios eléctricos para el proyecto hidroeléctrico Cuatro Chorrros.
215-2008	24/11/2008	La entidad Generación Limpia Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación los estudios eléctricos para el proyecto hidroeléctrico El Volcán.
214-2008	24/11/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
213-2008	24/11/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
212-2008	19/11/2008	La entidad Inmobiliaria Cimientos, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte del Proyecto Oakland Mall.
211-2008	05/11/2008	Se aprueban a Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, los Términos de Referencia para la elaboración de las Bases de Licitación para compra de potencia y energía.
210-2008	05/11/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó Estudio Tarifario para su análisis.
209-2008	05/11/2008	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, presentó Estudio Tarifario para su análisis.
208-2008	03/11/2008	El Administrador del Mercado Mayorista, informó que el generador COENESA, Sociedad Anónima, solicita se le acredite como integrante del Mercado Mayorista.
207-2008	31/10/2008	Se amplía en un mes más el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima para cubrir la demanda faltante de la demanda firme realizando compras en el Mercado de Desvíos de Potencia y en el Mercado de Oportunidad de Energía para usuarios beneficiados por la Ley de Tarifa Social.
206-2008	31/10/2008	Se amplía en un mes más el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima para cubrir la demanda faltante de la demanda firme realizando compras en el Mercado de Desvíos de Potencia y en el Mercado de Oportunidad de Energía para usuarios beneficiados por la Ley de Tarifa Social.
205-2008	31/10/2008	Se aprueban Términos de Referencia y anexos I y II para la compra de potencia y energía para cubrir la demanda de usuarios de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, beneficiados por la Ley de Tarifa Social.
204-2008	31/10/2008	Se aprueban Términos de Referencia y anexos I y II para la compra de potencia y energía para cubrir la demanda de usuarios de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, beneficiados por la Ley de Tarifa Social.
203-2008	31/10/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
202-2008	31/10/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
201-2008	31/10/2008	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
200-2008	31/10/2008	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
199-2008	30/10/2008	La entidad Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
198-2008	30/10/2008	La entidad Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
197-2008	28/10/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
196-2008	28/10/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
195-2008	28/10/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
194-2008	28/10/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
193-2008	28/10/2008	La entidad Servicios de Generación, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte para el proyecto Subestación Hidroeléctrica Santa Elena.
192-2008	28/10/2008	Se declara como integrante del Mercado Mayorista a COENESA GENERACIÓN, SOCIEDAD ANÓNIMA.

Número	fecha de emisión	Tema o Asunto
191-2008	28/10/2008	La entidad Hidroeléctrica Cholomá, Sociedad Anónima, solicita la autorización de los estudios eléctricos del proyecto de generación hidroeléctrica Cholomá.
190-2008	28/10/2008	La entidad Imperialtlex, Sociedad Anónima, solicita se modifique Resolución CNEE-85-2008.
189-2008	28/10/2008	Se definen líneas de transmisión existentes como pertenecientes al Sistema Principal.
188-2008	29/09/2008	La entidad Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima, solicita ampliación a la capacidad de transporte para el Proyecto Subestación Tolimán.
187-2008	29/09/2008	La entidad Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima, solicita ampliación a la capacidad de transporte mediante el Proyecto Subestación Telemán.
186-2008	26/09/2008	Se fijan Tarifas Base, Valores Máximos y Fórmulas de Ajuste Periódico para usuarios no afectos a Tarifa Social de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa.
185-2008	26/09/2008	Se fijan Tarifas Base, Valores Máximos y Fórmulas de Ajuste Periódico para usuarios de Tarifa Social de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa.
184-2008	25/09/2008	Se aprueba Estudio Tarifario, que será base para emitir y publicar el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa.
183-2008	25/09/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
182-2008	25/09/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
181-2008	25/09/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
180-2008	25/09/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
179-2008	25/09/2008	Empresa Rural Municipal de Ixcán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
178-2008	25/09/2008	Empresa Rural Municipal de Ixcán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
177-2008	25/09/2008	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
176-2008	25/09/2008	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
175-2008	25/09/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
174-2008	25/09/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su aprobación la documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
173-2008	17/09/2008	La entidad Corrientes del Río, Sociedad Anónima, solicitó autorización de los estudios eléctricos del proyecto de generación hidroeléctrico "Entre Ríos".
172-2008	17/09/2008	La entidad Conductora de Energía Eléctrica, Sociedad Anónima, solicitó aprobación de los estudios eléctricos del proyecto "Línea de Transporte de Energía Eléctrica PAINSA SACOS en 35.5 KV".
171-2008	16/09/2008	Se emite Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable -NIDGR- y Usuarios Autoprodutores con Excedencia de Energía.
170-2008	01/09/2008	La entidad Transportista Eléctrica CentroAmericana, Sociedad Anónima, solicitó la adición a su Costo Anual de Transmisión -CAT- el valor de otros activos.
169-2008	27/08/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación documentación de soporte para ajuste tarifario.
168-2008	27/08/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación documentación de soporte para ajuste tarifario.
167-2008	27/08/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, presentó para su aprobación documentación de soporte para ajuste tarifario.
166-2008	27/08/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, presentó para su aprobación documentación de soporte para ajuste tarifario.
165-2008	27/08/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación documentación de soporte para ajuste tarifario.
164-2008	27/08/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación documentación de soporte para ajuste tarifario.
163-2008	27/08/2008	Se aprueba el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008 - 2018.
162-2008	27/08/2008	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, solicitó Términos de Referencia para compra de Potencia y Energía.

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
161-2008	27/08/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, solicitó Términos de Referencia para compra de Potencia y Energía.
160-2008	27/08/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, solicitó Términos de Referencia para compra de Potencia y Energía.
159-2008	27/08/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, solicitó Términos de Referencia para compra de Potencia y Energía.
158-2008	27/08/2008	Se autoriza a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a cubrir la Demanda faltante de la Demanda Firme para usuarios de Tarifa Social en el Mercado de Desvíos de Potencia y en el Mercado de Oportunidad de Energía.
157-2008	27/08/2008	Se autoriza a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima a cubrir la Demanda faltante de la Demanda Firme para usuarios de Tarifa Social en el Mercado de Desvíos de Potencia y en el Mercado de Oportunidad de Energía.
156-2008	27/08/2008	Se aprueban las modificaciones a los Términos de Referencia y Anexos I y II para elaborar las Bases de Licitación para la compra de Potencia y Energía para usuarios de Tarifa Social de la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
155-2008	27/08/2008	Se amplía en un mes el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a cubrir la demanda faltante en el Mercado de Desvíos de potencia y Mercado de Oportunidad.
154-2008	25/08/2008	La entidad Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE-ETCEE-, presentó solicitud de ampliación a la capacidad de transporte del proyecto "Línea de Transmisión La Esperanza-Quezaltenango 69 kV.
153-2008	06/08/2008	La entidad Hidro Xacbal presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte para el Proyecto Hidroeléctrico "Xacbal".
152-2008	04/08/2008	Se aprueban las modificaciones a los Términos de Referencia para elaborar las Bases de Licitación para cubrir la demanda faltante de la Demanda Firme de los usuarios de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima beneficiados por la Ley de la Tarifa Social.
151-2008	04/08/2008	La entidad ESI, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte para el Proyecto Central Generadora Costa Sur
150-2008	30/07/2008	Se amplía en un mes el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a cubrir la demanda faltante en el Mercado de Desvíos de potencia y Mercado de Oportunidad.
149-2008	30/07/2008	Se amplía en un mes el período autorizado a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima a cubrir la demanda faltante en el Mercado de Desvíos de potencia y Mercado de Oportunidad.
148-2008	30/07/2008	Se aprueban Términos de Referencia y anexos I y II para elaborar las Bases de Licitación para compra de potencia y energía para la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
147-2008	30/07/2008	Se aprueban Términos de Referencia y anexos I y II para elaborar las Bases de Licitación para compra de potencia y energía para la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
146-2008	30/07/2008	Se fijan las tarifas base, valores máximos y fórmulas de ajuste periódico a usuarios de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima no afectos a Tarifa Social.
145-2008	20/07/2008	Se fijan las tarifas base, valores máximos y fórmulas de ajuste periódico a usuarios de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima afectos a Tarifa Social.
144-2008	29/07/2008	Se aprueba en definitiva el Estudio Tarifario para Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
143-2008	29/07/2008	El Administrador del Mercado Mayorista, notificó el Valor de la Demanda Firme a: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
142-2008	29/07/2008	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
141-2008	29/07/2008	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
140-2008	28/07/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
139-2008	28/07/2008	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
138-2008	28/07/2008	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
137-2008	28/07/2008	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
136-2008	28/07/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
135-2008	28/07/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
134-2008	28/07/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
133-2008	28/07/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
132-2008	21/07/2008	La entidad generadora La Laguna Duke Energy International Guatemala y Compañía Sociedad Anónima en Comandita por acciones, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte para el proyecto Planta Generadora Las Palmas II.
131-2008	17/07/2008	Se autoriza a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, a cubrir la demanda faltante en el Mercado de Desvíos de Potencia y Mercado de Oportunidad.
130-2008	17/07/2008	Se aprueban modificaciones a la Resolución CNEE-107-2008.
129-2008	08/07/2008	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, solicita modificación a la Resolución CNEE-107-2008, para ampliar plazo de recepción de ofertas.
128-2008	03/07/2008	Administrador del Mercado Mayorista, solicitó se le indique el procedimiento para determinar la Demanda Firme del Año Estacional 2008 - 2009.
127-2008	24/06/2008	La entidad Transportista Eléctrica CentroAmericana, Sociedad Anónima, solicitó la adición a su Costo Anual de Transmisión -CAT- el valor de los siguientes activos: 1.- Ampliación subestación Bárcenas, 2.- Ampliación subestación San Gaspar, 3.- Ampliación subestación Cambray.
126-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
125-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
124-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
123-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
122-2008	23/06/2008	La Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
121-2008	23/06/2008	La Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
120-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
119-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
118-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
117-2008	23/06/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, presentó para su aprobación la documentación de soporte para el Ajuste Trimestral.
116-2008	23/06/2008	La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, presentó solicitud de ampliación a la capacidad de transporte del Proyecto Subestación Santa Elena Petén 69/34.5kV
115-2008	16/06/2008	Se aprueban las modificaciones a los Términos de Referencia para elaborar las Bases de Licitación y los Anexos I y II.
114-2008	16/06/2008	La entidad Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, presentó solicitud de ampliación a la capacidad de transporte del Proyecto "Línea de Transmisión El Estor-Telemán 69 kV.
113-2008	16/06/2008	La entidad Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, presentó solicitud de ampliación a la capacidad de transporte del Proyecto "Línea de Transmisión El Estor-Telemán 69 kV.
112-2008	10/06/2008	Se aprueba lo actuado por la Junta de Precalificación para el evento de Empresas Consultoras interesadas en la realización de encuestas de calidad del Servicio de Distribución Final de Energía Eléctrica.
111-2008	10/06/2008	La entidad Rafias y Empaques del Istmo, Sociedad Anónima, solicita modificar demanda máxima consignada en Resolución CNEE-147-2007.

Número	fecha de Emisión	Tema o Asunto
110-2008	04/06/2008	Administrador del Mercado Mayorista remite aprobación de procedimientos técnicos contenidos en Resoluciones 717-02 y 717-04.
109-2008	26/05/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, presentó para aprobación documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
108-2008	26/05/2008	La Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, presentó para su aprobación documentación de soporte para Ajuste Trimestral.
107-2008	26/05/2008	Se aprueban Términos de Referencia para elaborar Bases de Licitación para compra de Potencia y Energía para usuarios de Tarifa Social de Empresa Eléctrica de Guatemala.
106-2008	26/05/2008	Se aprueban a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima los Términos de Referencia para elaborar la Bases de Licitación y Anexos para cubrir la demanda faltante de Demanda Firme
105-2008	26/05/2008	Se aprueban a Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima los Términos de Referencia para elaborar la Bases de Licitación y Anexos para cubrir la demanda faltante de Demanda Firme
104-2008	26/05/2008	La entidad Transportista Eléctrica CentroAmericana, Sociedad Anónima, solicita adición de activos a su Costo Anual de Transmisión -CAT-
103-2008	26/05/2008	La entidad Transportista Eléctrica CentroAmericana, Sociedad Anónima, solicitó la adición a su Costo Anual de Transmisión CAT la instalación denominada Subestación Laguna.
102-2008	26/05/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación la documentación para Ajuste Trimestral.
101-2008	26/05/2008	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, presentó para su aprobación la documentación para Ajuste Trimestral.
100-2008	26/05/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación la documentación para Ajuste Trimestral.
99-2008	26/05/2008	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, presentó para su aprobación la documentación para Ajuste Trimestral.
98-2008	26/05/2008	La entidad Polímeros y Tecnología, Sociedad Anónima, presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte del proyecto Subestación Polytec.
97-2008	26/05/2008	La entidad Transportista Eléctrica CentroAmericana, Sociedad Anónima, solicitó se aclare que el proyecto aprobado en Resolución CNEE-114-2005 contemplaba los dos circuitos de distribución ya relacionados.
96-2008	15/05/2008	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, remitió Estudio Tarifario para análisis de contenido.
95-2008	14/05/2008	Se rectifica el inciso II de la Resolución CNEE-76-2008.
94-2008	14/05/2008	Se rectifica el inciso II de la Resolución CNEE-75-2008.
93-2008	14/05/2008	Se rectifica el inciso II de la Resolución CNEE-74-2008.
92-2008	14/05/2008	Se rectifica el inciso II de la Resolución CNEE-73-2008.
91-2008	12/05/2008	Se emiten las modificaciones a la Resolución CNEE-117-2004.
90-2008	12/05/2008	Se emiten modificaciones a las Resoluciones CNEE-08-98 y CNEE-45-2000.
89-2008	12/05/2008	Se rectifica el inciso II de la Resolución CNEE-72-2008.
88-2008	12/05/2008	Se rectifica el inciso II de la Resolución CNEE-71-2008.
87-2008	07/05/2008	Se emite procedimiento para precalficar a personas o entidades que realizan Estudios Eléctricos de acuerdo a la Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte -NEAST-
86-2008	07/05/2008	La entidad Inversiones Atenas, Sociedad Anónima solicitó aprobación de los estudios eléctricos del proyecto de generación hidroeléctrica "Hidroeléctrica Panamá".
85-2008	07/05/2008	La entidad Imperialtex presentó solicitud de acceso a la capacidad de transporte del Proyecto Subestación Imperialtex.
84-2008	07/05/2008	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, solicitó autorización para cambiar el transformador de 25 MVA, 69/34.5 kV por uno de 577 MVA, 69/34.5 kV de la Subestación Cobán.

Anexo III

Informe anual del mercado mayorista de electricidad guatemalteco Año 2008



Informe Anual 2008

Una de las principales funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es ejercer la vigilancia del Mercado Mayorista. Mediante este mecanismo de vigilancia, la Comisión evalúa el desempeño del Mercado de Electricidad y constantemente busca, mediante acciones regulatorias, contribuir al desarrollo del mismo.

Una forma de evaluar el desempeño del Mercado Mayorista es mediante indicadores estadísticos. De esta forma, en el presente Informe anual del Mercado Mayorista, se analizan diversos aspectos que resultaron de la operación del Mercado Mayorista durante el año 2008.

Entre los indicadores incluidos en el presente informe se encuentran los relacionados con el Precio de Oportunidad de la Energía, identificación de los generadores marginales, factor de carga del SNI, demanda de potencia y energía; incluyéndose también un análisis de los costos del Mercado Mayorista durante el 2008.

Adicionalmente se muestran cronológicamente, los eventos más relevantes que durante el 2008 se han suscitado en el Mercado Mayorista y han influido en el funcionamiento del mismo; así como una comparación de los precios del Mercado Mayorista con sus equivalentes en otros países.

Las fuentes de información utilizadas, son los programas de despacho diarios y semanales, los posdespachos diarios, Informes de Transacciones Económicas y bases de datos del SDDP informados por el Administrador del Mercado Mayorista a la CNEE. También se usaron datos de la Energy Information Administration para algunos precios internacionales de los combustibles.

Precio de oportunidad de la energía en el Mercado Mayorista



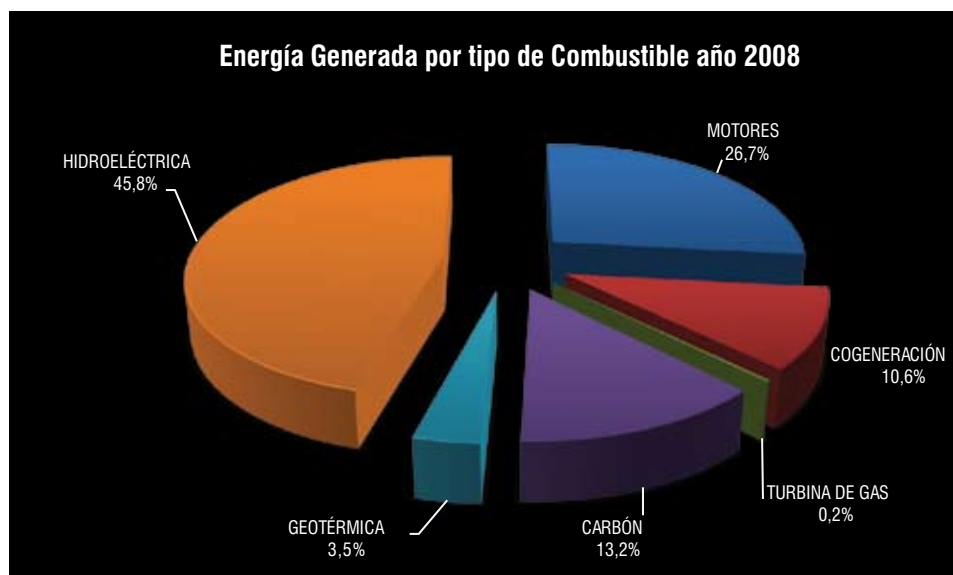
1. Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista

Composición del parque generador de Guatemala

El parque generador de Guatemala se compone básicamente de las siguientes tecnologías de generación:

- Hidroeléctricas.
- Geotérmicas.
- Motores de combustión interna.
- Térmicas a base de carbón.
- Cogeneración.
- Turbinas de gas.

En la siguiente gráfica se muestra la participación de cada tecnología en la generación de energía durante el año 2008.



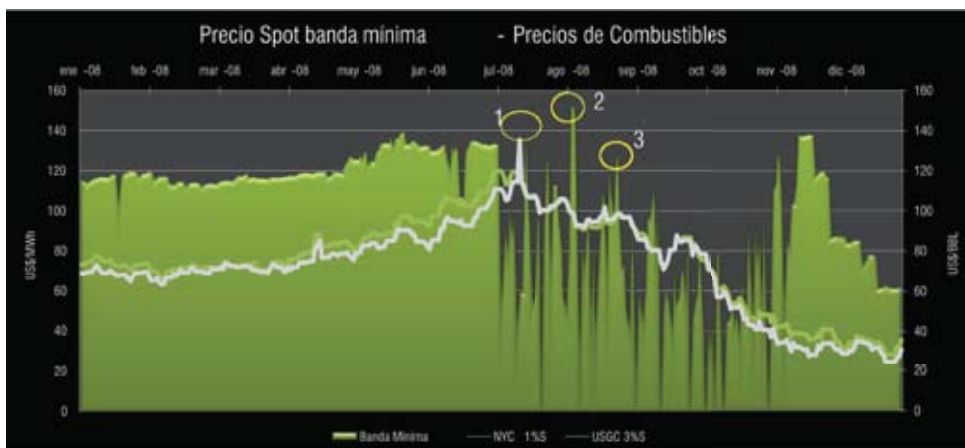
Gráfica 28.

Precio de oportunidad de la Energía

El Precio de Oportunidad de la Energía (POE), se vio influenciado por varios factores durante el año 2008. Uno de los factores relevantes es la volatilidad registrada en los precios del combustible búnker, los cuales se mantuvieron alrededor de los US\$70/BBL aproximadamente hasta el mes de abril, y posteriormente tuvieron un incremento constante, hasta llegar a los precios máximos históricos en el mes de julio. Cabe destacar que el precio máximo alcanzado por el búnker utilizado para generación fue alrededor de US\$135/BBL. A partir de julio, los precios empezaron a bajar, hasta llegar a aproximadamente US\$30/BBL en el mes de noviembre. Otra característica importante en el año 2008, fue que el invierno se caracterizó por ser bastante fuerte, logrando con esto que la generación hidroeléctrica se aprovechara al máximo.

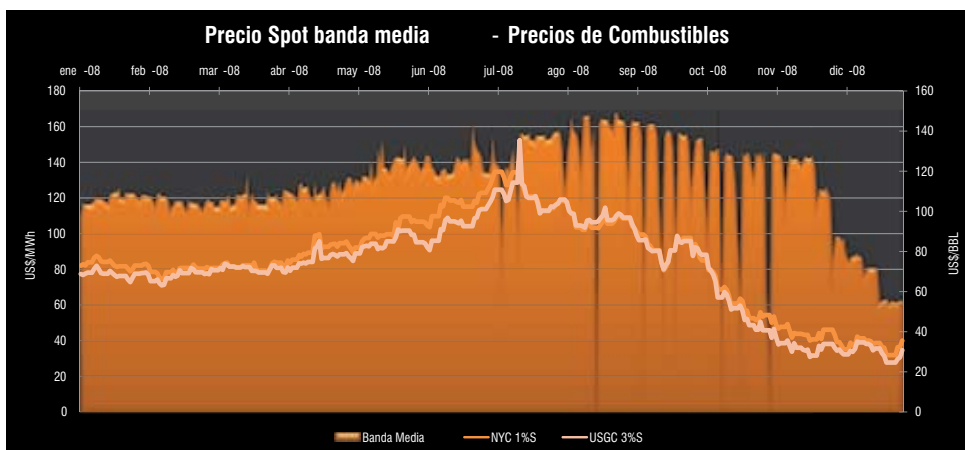
Las unidades marginales del SNI, generalmente son las unidades o centrales que utilizan búnker para la generación de energía. La consecuencia en el aumento en los precios del búnker, fue que el Precio de Oportunidad de la Energía se incrementara proporcionalmente al aumento de dicho combustible, llegando a valores máximos alrededor de US\$170/MWH. Los precios elevados del búnker hicieron que este se comportara como un bien escaso en el mercado internacional, teniendo como consecuencia que varios generadores guatemaltecos buscaran incrementar sus existencias de combustible para garantizar el abastecimiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI), comprando inventarios considerables en el período con mayores niveles de precios. Al contar con inventarios grandes de búnker, adquiridos a precios altos y con un aprovechamiento máximo de la capacidad hidroeléctrica por un invierno copioso, el Precio de Oportunidad de la Energía no respondió inmediatamente a la baja en los precios del búnker. La reducción en el Precio de Oportunidad de la Energía se registró hasta el mes de diciembre, mes en el cual ya se había consumido gran parte de los combustibles adquiridos a un precio alto y se había adquirido nuevo combustible a precios menores.

En las siguientes gráficas puede observarse el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía por banda horaria, comparado con los precios internacionales de los combustibles, siendo posible identificar en las mismas las variaciones de los precios de uno con respecto a los precios del otro. Además se destacan los aspectos importantes que incidieron en el valor del Precio de Oportunidad de la Energía.

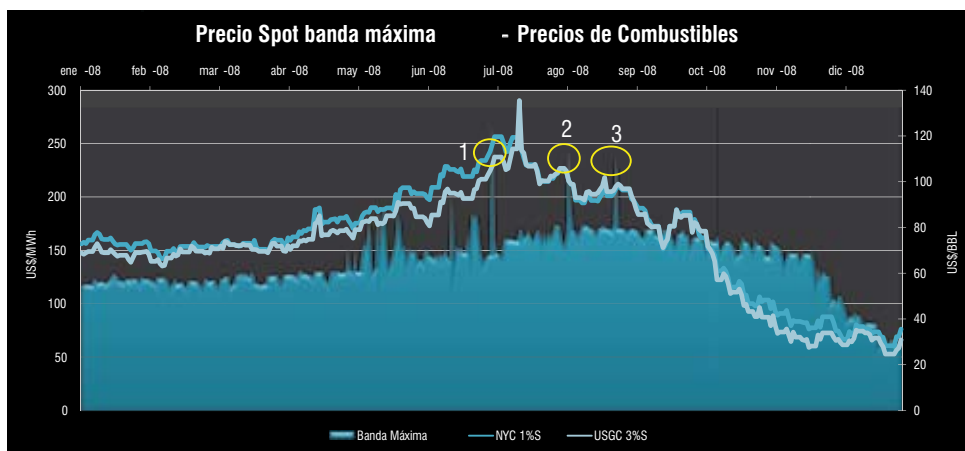


Gráfica 29.

- 1 Abierta línea 230 KV Siquinalá – Brillantes por robo de piezas.
- 2 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por choque de camión.
- 3 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por caída de antena de radio.



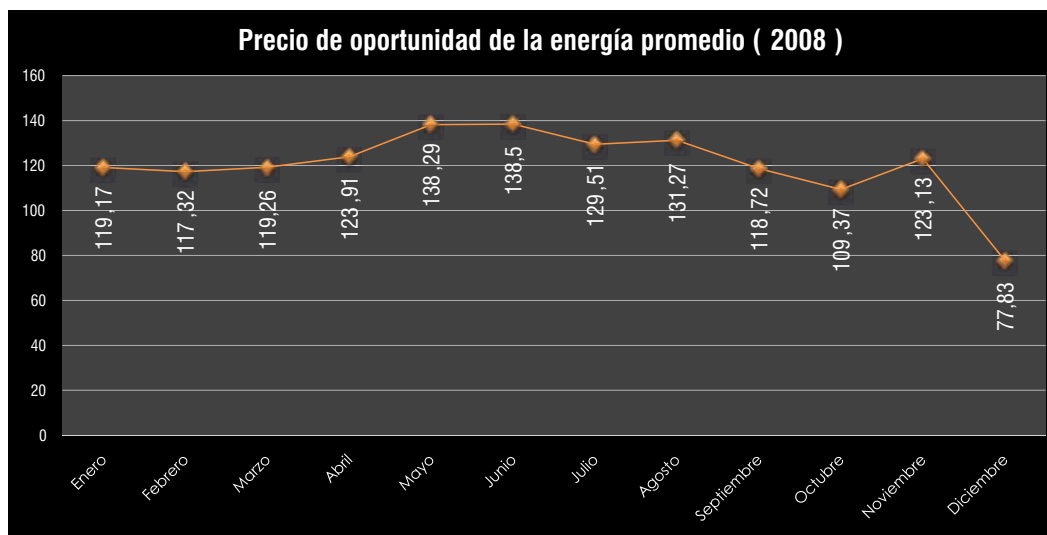
Gráfica 30.



Gráfica 31.

- 1 "Blackout" o cero nacional por falla trifásica a tierra en la S/E Guatemala Sur.
- 2 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por choque de camión.
- 3 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por caída de antena de radio.

En la siguiente gráfica se muestran los precios promedio mensuales del Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2008.



Gráfica 32.

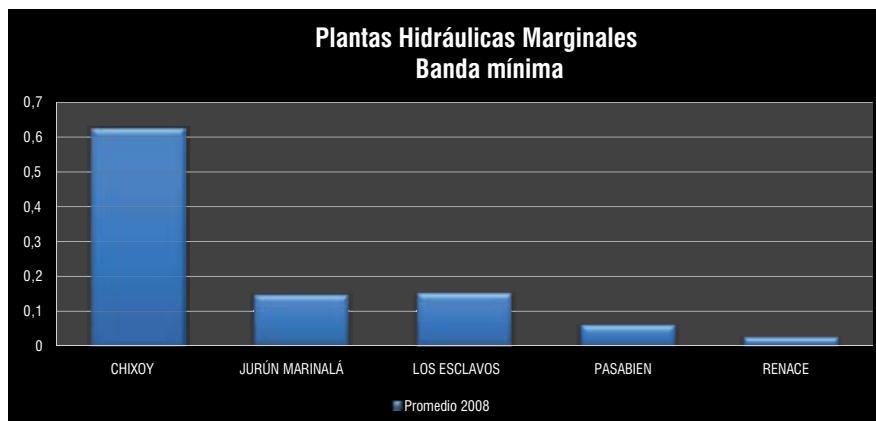
Porcentaje de plantas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía por tipo de tecnología y por banda horaria

Gran parte de la energía producida para abastecer el SNI deriva del uso del combustible búnker. Esto tiene como consecuencia que las unidades o centrales térmicas fijen el Precio de Oportunidad de la Energía gran parte del tiempo. Además, las centrales hidroeléctricas de regulación anual, por la metodología establecida para calcular el valor del agua, también determinan el Precio de Oportunidad de la Energía en un porcentaje considerable del tiempo. En el siguiente cuadro puede observarse el porcentaje del tiempo que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía, durante el año 2008, las tecnologías de generación hidroeléctrica y térmica:

Cuadro 38
Tipo de tecnología que fijó
El precio de oportunidad de la energía
Año 2008

Tipo de Demanda	Tipo de Tecnología	Promedio 2008
Banda mínima	Hidroeléctricas	25.41%
	Térmicas	74.59%
Banda media	Hidroeléctricas	27.30%
	Térmicas	72.70%
Banda máxima	Hidroeléctricas	25.75%
	Térmicas	74.25%

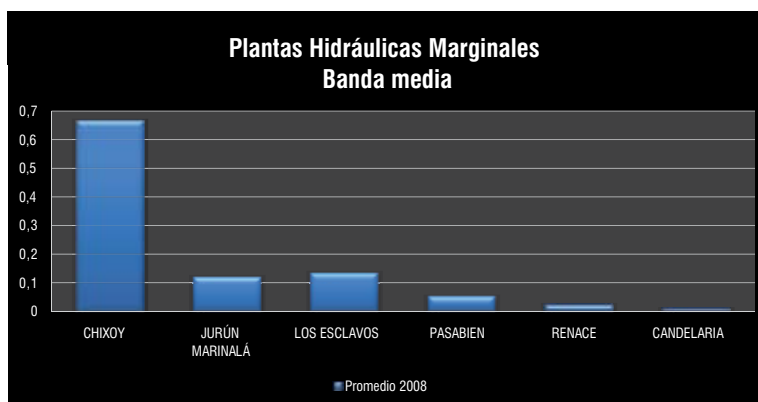
En las siguientes gráficas se muestra un análisis por banda horaria de las centrales generadoras hidroeléctricas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2008:



Gráfica 33.

Cuadro 39

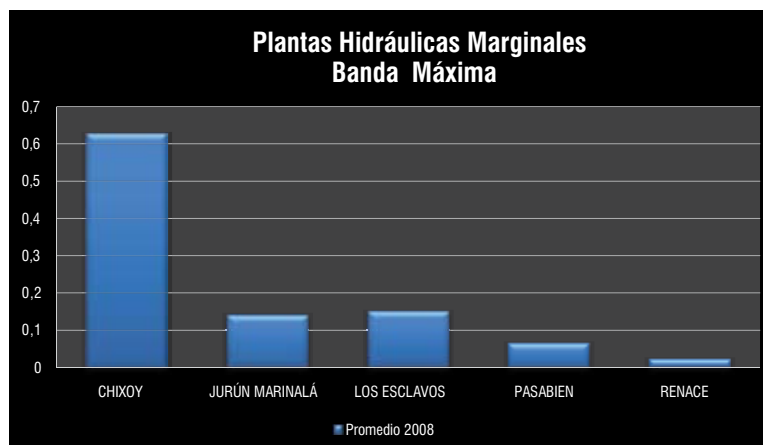
Banda Mínima	
Central	Promedio 2008
CHIXOY	62.63%
JURÚN MARINALÁ	14.52%
LOS ESCLAVOS	14.92%
PASABIEN	5.65%
RENACE	2.28%



Gráfica 34.

Cuadro 40

Banda Media	
Central	Promedio 2008
CHIXOY	66.56%
JURÚN MARINALÁ	12.01%
LOS ESCLAVOS	13.43%
PASABIEN	5.09%
RENACE	2.17%
CANDELARIA	0.75%

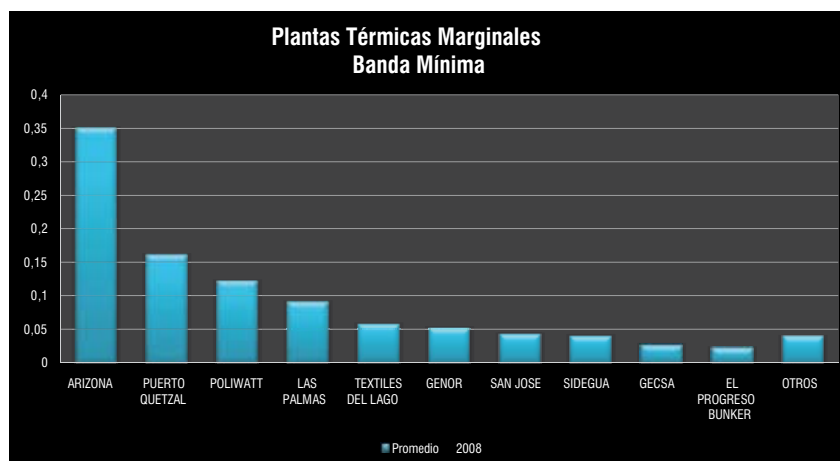


Gráfica 35.

Cuadro 41

Banda Máxima	
Central	Promedio 2008
CHIXOY	62.60%
JURÚN MARINALÁ	14.06%
LOS ESCLAVOS	14.85%
PASABIEN	6.37%
RENACE	2.12%

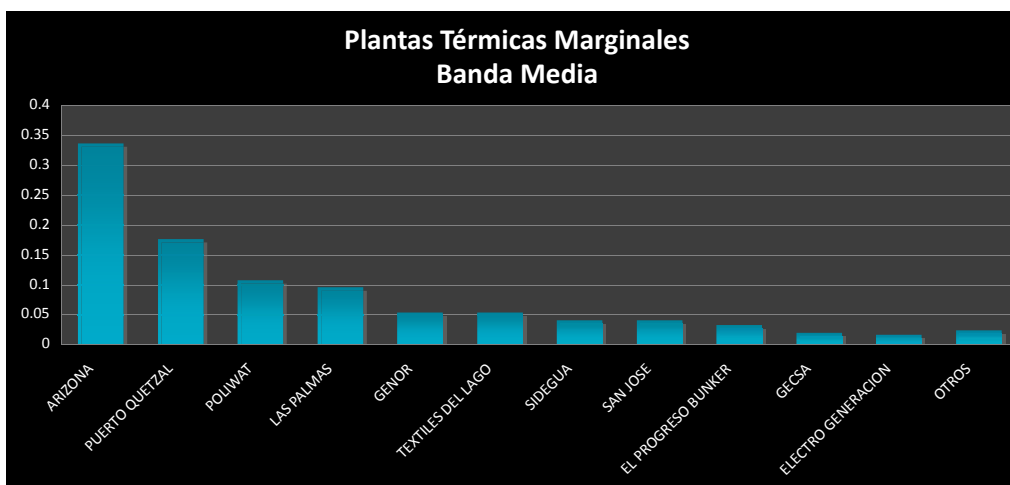
Las gráficas siguientes muestran un análisis por banda horaria de las centrales generadoras térmicas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2008:



Gráfica 36.

Cuadro 42

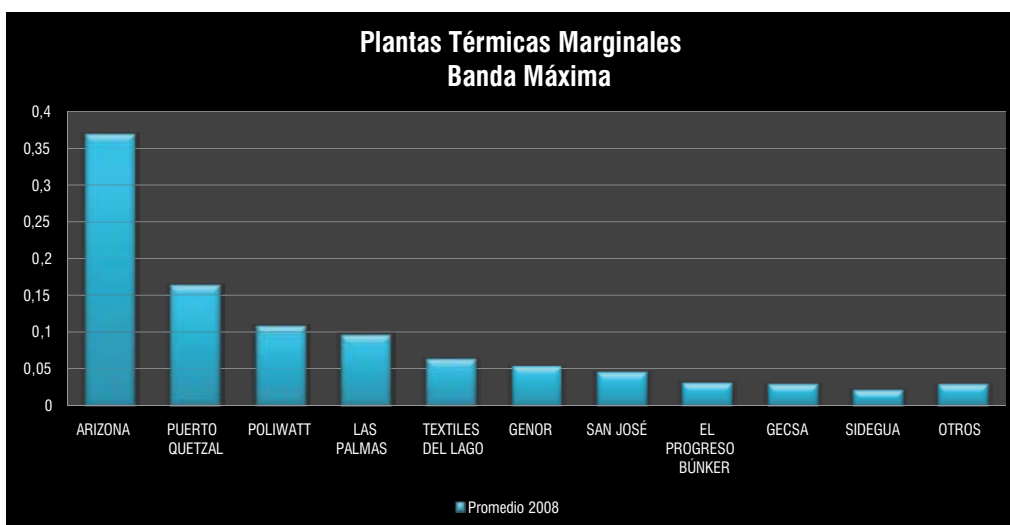
Banda Mínima	
Unidad o central	Promedio 2008
ARIZONA	35.03%
PUERTO QUETZAL	16.07%
POLIWATT	12.13%
LAS PALMAS	9.02%
TEXTILES DEL LAGO	5.72%
GENOR	5.17%
SAN JOSÉ	4.21%
SIDEGUA	3.98%
GECSA	2.66%
EL PROGRESO BÚNKER	2.15%
OTROS	3.85%



Gráfica 37.

Cuadro 43

Banda Media	
Unidad o central	Promedio 2008
ARIZONA	33.67%
PUERTO QUETZAL	17.69%
POLIWATT	10.80%
LAS PALMAS	9.55%
GENOR	5.42%
TEXTILES DEL LAGO	5.36%
SIDEGUA	4.10%
SAN JOSÉ	4.07%
EL PROGRESO BUNKER	3.29%
GECSA	1.97%
ELECTRO GENERACIÓN	1.63%
OTROS	2.44%

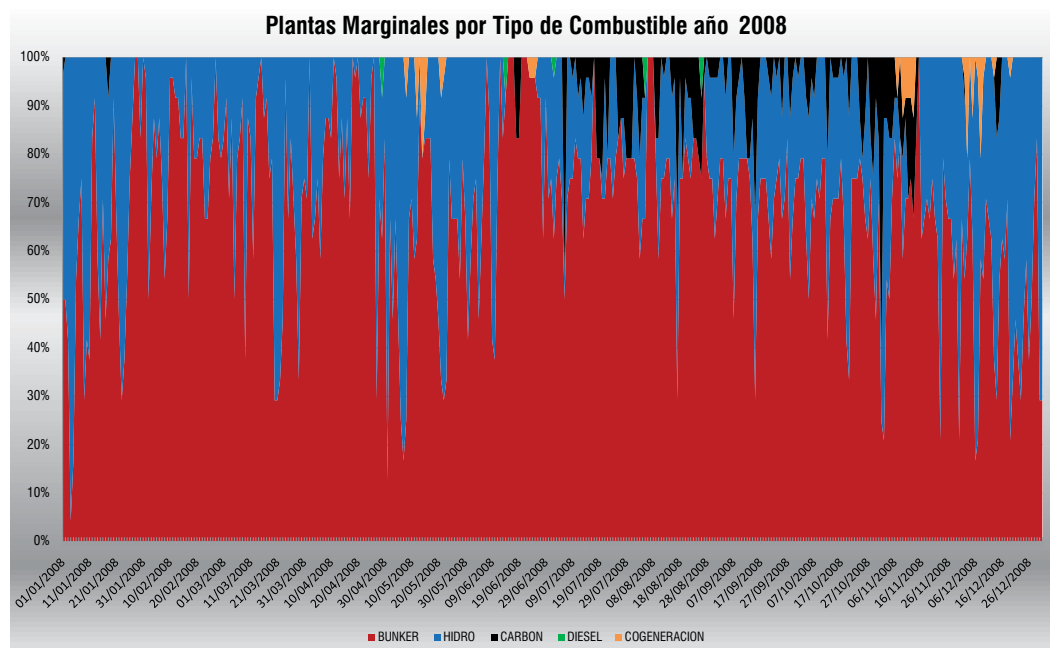


Gráfica 38.

Cuadro 44

Banda Máxima	
Unidad o central	Promedio 2008
ARIZONA	36.89%
PUERTO QUETZAL	16.28%
POLIWATT	10.76%
LAS PALMAS	9.57%
TEXTILES DEL LAGO	6.26%
GENOR	5.24%
SAN JOSÉ	4.42%
EL PROGRESO BÚNKER	3.04%
GECSA	2.76%
SIDEGUA	2.02%
OTROS	2.76%

La siguiente gráfica muestra la participación, en porcentaje de tiempo en cada día, de los tipos de tecnología de generación que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía. El 100% representa las 24 horas de cada día.

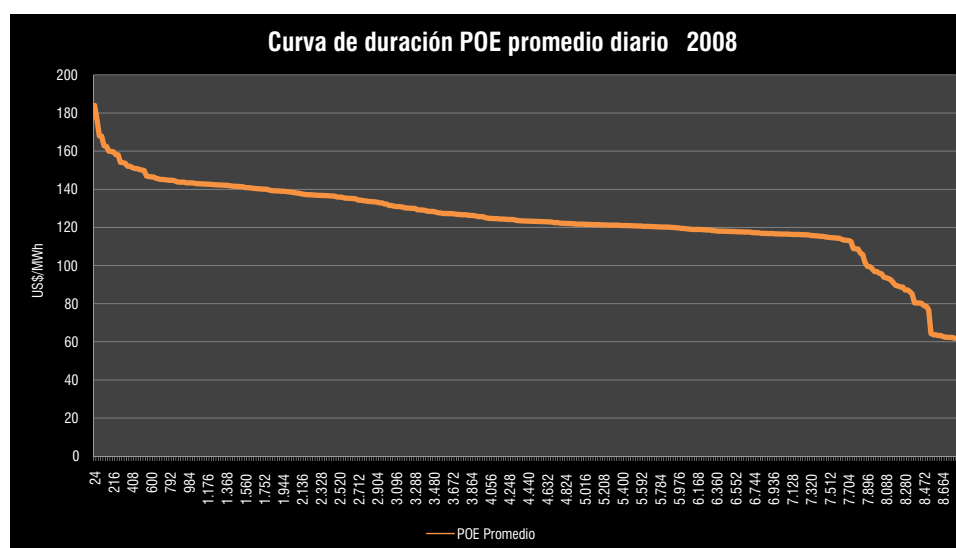


Gráfica 39.

Por la metodología de cálculo del valor del agua, en los meses de verano, el Precio de Oportunidad de la Energía puede llegar a ser fijado en gran parte del tiempo por las centrales hidroeléctricas de embalse de regulación anual. Por ejemplo, en el mes de mayo, que es una época crítica para el SNI, pues la zafra de los Ingenios Cogeneradores está finalizando, los embalses de las principales centrales hidroeléctricas se encuentran en los niveles mínimos y el invierno aún no se ha establecido plenamente, el valor del agua llegó a fijar el Precio de Oportunidad de la Energía hasta en un 80% del tiempo. Por el contrario, en el mes de junio, donde los embalses de regulación anual empezaron a alcanzar su nivel máximo, debido a lo copioso del invierno, el valor del agua se redujo y no alcanzó a fijar el Precio de Oportunidad de la Energía, siendo las unidades o centrales térmicas a base de combustible búnker las que determinaron el precio en el mercado de oportunidad.

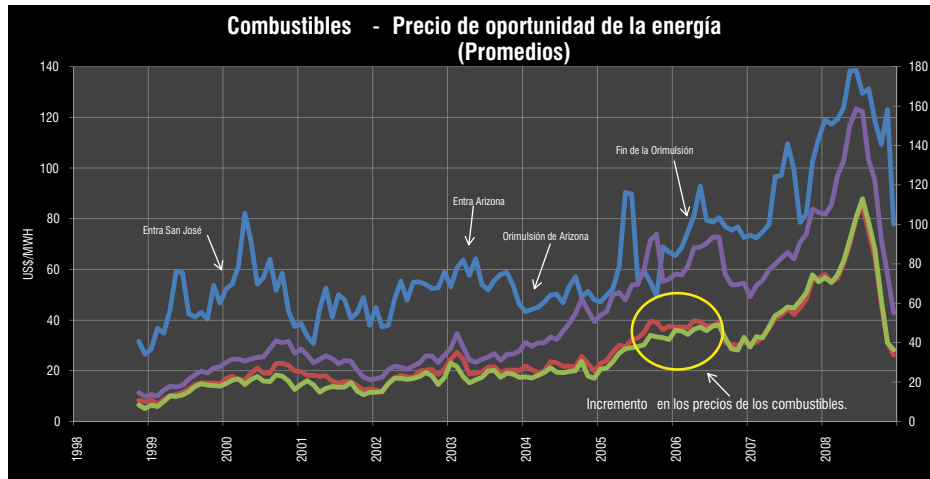
Otro aspecto importante en la época lluviosa, es que la Central Generadora San José fija el Precio de Oportunidad de la Energía en las horas de la banda mínima. Esto es como consecuencia, de que esta central generadora es, por orden de mérito, la última que cubre la demanda de energía en dicha banda.

En la gráfica siguiente se muestra la curva de duración del Precio de Oportunidad de la Energía. Como se dijo anteriormente, el Precio de Oportunidad de la Energía estuvo influenciado por el alza en los precios internacionales de los combustibles, y reflejo de esto, es que los precios se mantuvieron la mayor parte del año 2008 entre US\$100/MWH y US\$140/MWH.



Gráfica 40.

La siguiente gráfica resume el comportamiento histórico del Precio de Oportunidad de la Energía desde el inicio del Mercado Mayorista de Electricidad el 11 de noviembre de 1998 a las 12:00 horas, así como el comportamiento histórico de los precios del búnker a partir de esa fecha.



Gráfica 41.

Desde su inicio el Mercado de Oportunidad de la Energía, se ha visto afectado por varios factores, entre los más importantes tenemos:

- Crecimiento de la demanda.
- Precio internacional de los combustibles (afecta en proporción directa los costos variables de los generadores térmicos).
- Generación forzada de los Contratos Existentes.
- Falla de unidades generadoras importantes.
- Entrada de nuevas centrales generadoras.

Tal y como se señala en la gráfica anterior, el Precio de Oportunidad de la Energía también se ha visto influenciado por eventos importantes en el Mercado Mayorista. Entre los principales eventos se encuentran:

- En abril 2003 entra en operación la central generadora Arizona (150 MW).
- En enero 2004, Arizona empieza a utilizar la Orimulsión como combustible.
- En enero 2004, con la Orimulsión el costo variable de Arizona era \$23.68/MWh, contra \$41.74/MWh de los motores reciprocantes con costo variable más bajo. El costo variable de la generación con Orimulsión era el 56.7% del costo variable de la generación con búnker.

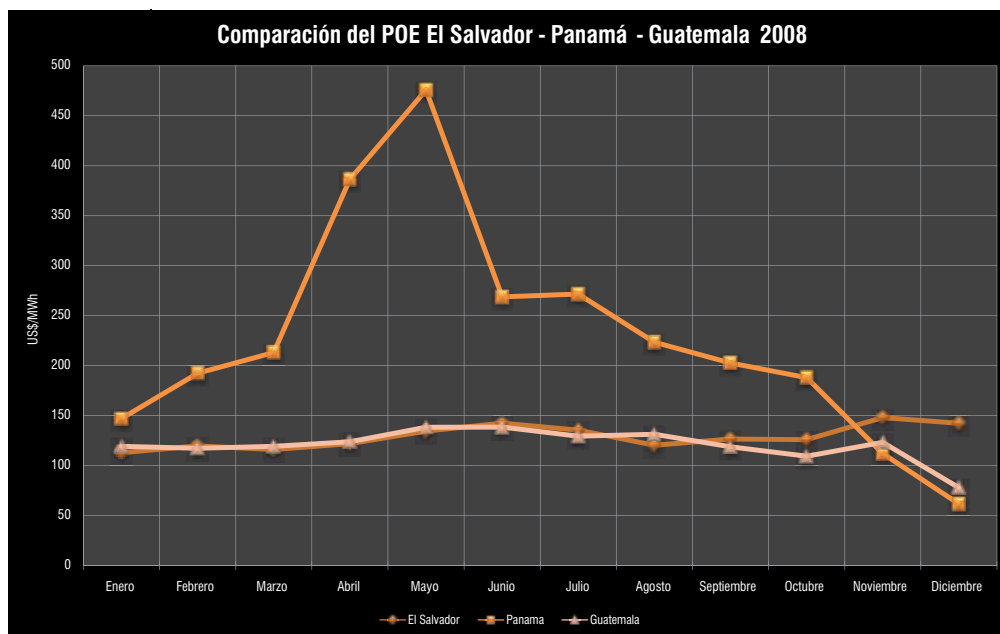
- A partir del 2005, los precios de los combustibles se incrementan notablemente, neutralizando el efecto de la Orimulsión.
- En enero 2006, el costo variable asociado a la Orimulsión era \$37.99/MWH contra \$64.68/MWH de los motores recíprocos de costo variable más bajo. El costo variable de la generación con Orimulsión era el 58.7% del costo variable de la generación con búnker.
- En abril 2006, Arizona deja de generar con Orimulsión y empieza a utilizar sólo búnker. Su costo variable se ajusta y asemeja a los demás generadores con tecnología similar.
- Los años 2007 y 2008 fueron afectados por el incremento constante en los precios de los combustibles.

Cuadro 45

Precio promedio mensual de la energía en el mercado de oportunidad (US\$/MWH)											
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero		28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32
Marzo		34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26
Abril		43.93	82.08	44.36	48.30	57.65	47.10	61.30	81.24	77.72	123.91
Mayo		59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29
Junio		58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.50
Julio		42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51
Agosto		41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27
Septiembre		43.05	51.76	40.63	54.02	58.00	57.10	55.01	76.89	78.54	118.72
Octubre		40.29	58.47	42.90	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37
Noviembre	31.66	53.66	43.60	48.97	52.72	53.71	51.32	68.91	76.72	102.56	123.13
Diciembre	26.51	46.74	37.46	37.95	58.99	46.15	47.99	66.89	72.64	111.71	77.83
Promedio	29.09	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.80	62.16	76.93	89.65	120.52

Comparación de precios de mercado de la energía

En la siguiente gráfica se muestra una comparación de los precios de la energía en el mercado de oportunidad de Guatemala, El Salvador y Panamá. Como se puede observar en la misma, los precios de Guatemala y El Salvador tuvieron la misma tendencia hasta el mes de noviembre, mes en el cual los precios de Guatemala empiezan a reflejar la baja en el nivel de los precios del combustible.

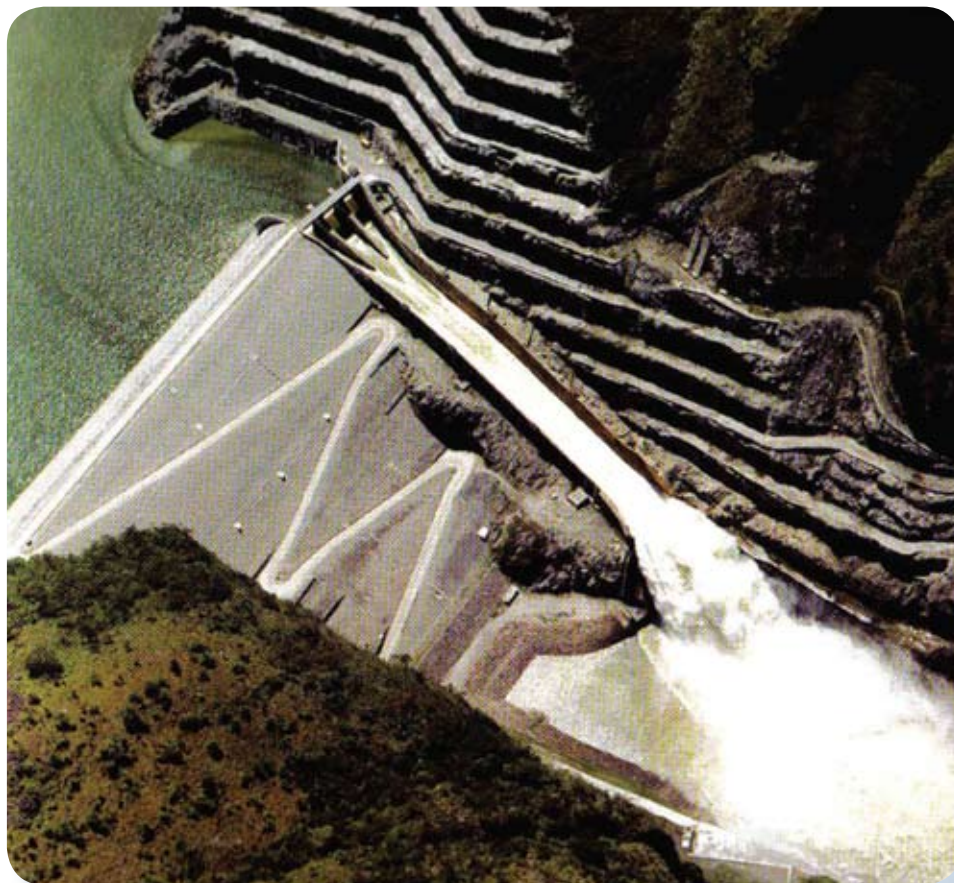


Gráfica 42.

Cuadro 46

Mes	El Salvador US\$/MWh	Panamá US\$/MWh	Guatemala US\$/MWh
Enero	112.85	147	119.17
Febrero	119.78	192.44	117.32
Marzo	116.05	213.13	119.26
Abril	121.9	386.35	123.91
Mayo	134.53	475.72	138.29
Junio	142.42	268.68	138.49
Julio	135.54	271.61	129.4
Agosto	120.34	223.33	131.35
Septiembre	126.52	202.59	118.73
Octubre	125.98	187.96	109.37
Noviembre	148.07	111.96	123.13
Diciembre	142.34	61.59	77.83
PROMEDIO	128.86	228.53	120.52

Centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual



Chixoy – Jurún Marinalá.

2. Centrales Hidroeléctricas de Regulación Anual

Especificaciones técnicas operativas de las centrales hidroeléctricas Chixoy y Jurún Marinalá

Los siguientes datos, muestran las especificaciones técnicas operativas actuales de las centrales hidroeléctricas Chixoy y Jurún Marinalá:

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

Cuadro 47

ESPECIFICACIONES		
Número de unidades generadoras:	5	
Capacidad individual de las unidades:	55.00	MW
Capacidad instalada:	275.00	MW
Capacidad nominal:	271.80	MW
Cuenca:	Río Negro Chixoy	
Tipo de embalse:	De regulación anual	
Almacenamiento máximo:	440.34	hm ³
Almacenamiento mínimo:	134.46	hm ³
Nivel máximo excepcional de crecida:	811.80	m.s.n.m.
Nivel máximo:	803.05	m.s.n.m.
Nivel mínimo normal de operación:	772.00	m.s.n.m.
Nivel mínimo operable:	770.00	m.s.n.m.
Caudal turbinable máximo:	75.00	m ³ /s
Caudal turbinable mínimo:	7.50	m ³ /s

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Cuadro 48

ESPECIFICACIONES		
Número de unidades generadoras:	3	
Capacidad individual de las unidades	20.00	MW
Capacidad instalada:	60.00	MW
Capacidad nominal:	60.85	MW
Cuenca:	Río Michatoya	
Embalse Lago de Amatitlán		
Tipo de embalse:	De regulación anual	
Almacenamiento máximo:	25.37	hm ³
Nivel máximo:	1,189.40	m.s.n.m.
Nivel mínimo operable:	1,187.30	m.s.n.m.
Embalse de Jurún Marinalá		
Tipo de embalse:	De regulación diaria	
Almacenamiento máximo:	0.1147	hm ³
Almacenamiento mínimo:	0.00	hm ³
Nivel máximo:	1,008.30	m.s.n.m.
Nivel mínimo operable:	1,001.50	m.s.n.m.
Caudal turbinable máximo:	12.00	m ³ /s
Caudal turbinable mínimo:	1.50	m ³ /s

Factor de producción

El factor de producción representa el coeficiente de producción promedio de la central hidroeléctrica para diferentes condiciones de su embalse, considerando su volumen, área o cota.

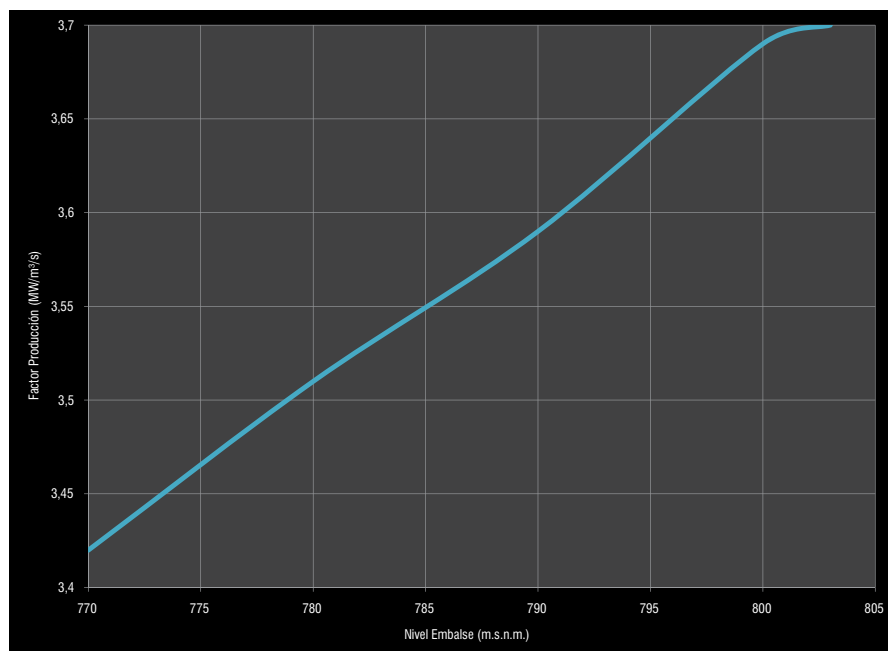
Dicho factor es utilizado en el cálculo de la política operativa hidrotérmica óptima, es decir para programar la energía semanal que óptimamente la central debiera producir, considerando las condiciones de su embalse, del parque de generación disponible y la demanda.

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

Cuadro 49

Volumen (HM ³)	Área (KM ²)	Cota (M.S.N.M.)	Factor de producción (MW/M ³ /S)
134.46	4.76	770.00	3.42
195.31	7.41	780.00	3.51
283.25	10.18	790.00	3.59
397.45	12.66	800.00	3.69
440.34	13.64	803.00	3.70

El factor de producción de la Central Hidroeléctrica Chixoy, está ligado directamente a las características hidrológicas de su embalse y a las características físicas y técnicas de cada una de sus unidades generadoras.



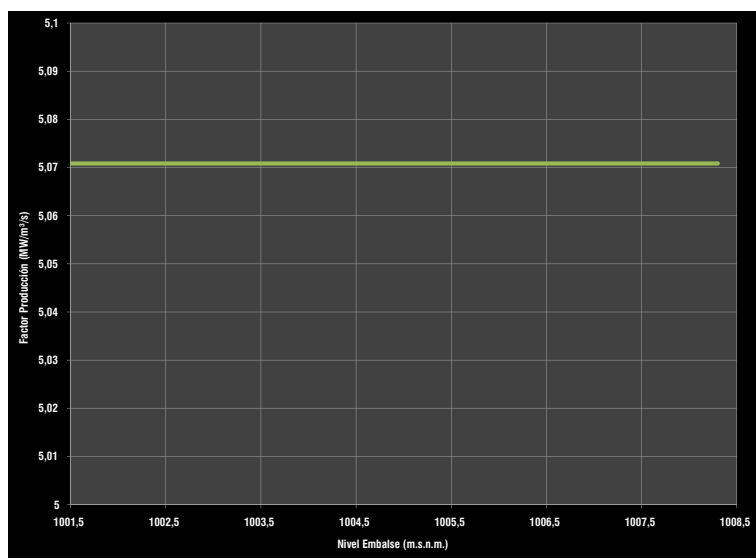
Gráfica 43.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Cuadro 50

Volumen (hm³)	Cota (m.s.n.m.)	Factor de producción (MW/m³/s)
0	1001.5	5.07083
0.0163	1003	5.07083
0.0473	1005	5.07083
0.0858	1007	5.07083
0.1147	1008.3	5.07083

El factor de producción de la Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá, se comporta de una manera constante, esto se debe a que el nivel del embalse puede ser abastecido y controlado por el Centro de Control de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE), enviando la orden para sustraer cierto volumen de agua del Lago de Amatitlán (embalse de regulación anual) y así proveer el caudal necesario para turbinar a la casa de máquinas de dicha central hidroeléctrica. Así, el nivel de la cota de este embalse de regulación diaria, no se rige completamente por la estacionalidad climática.



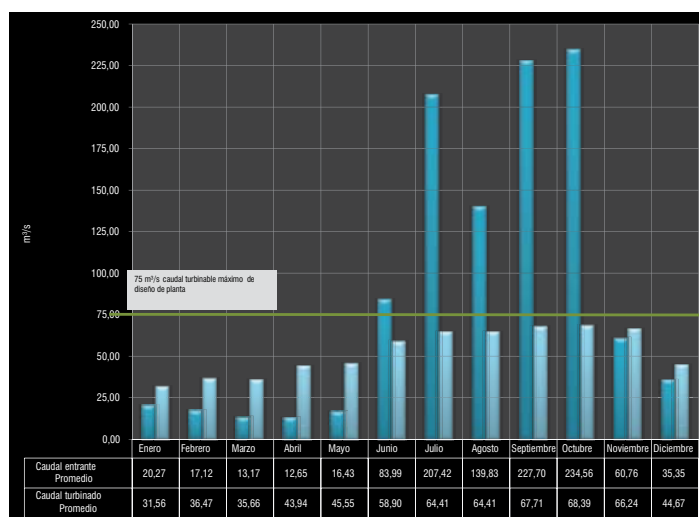
Gráfica 44.

Hidrología

Aportes hidrológicos durante el 2008

- Central Hidroeléctrica Chixoy

En el año 2008, los aportes hidrológicos que se presentaron en los meses de julio a octubre estuvieron muy por arriba de los pronósticos climáticos, tanto así, que existieron lecturas de caudales extremadamente altas, permitiendo que el embalse alcanzara su cota máxima en la mitad del mes de julio, mucho antes de lo programado. En la siguiente gráfica se muestran los caudales entrantes y turbinados promedio durante el año 2008.



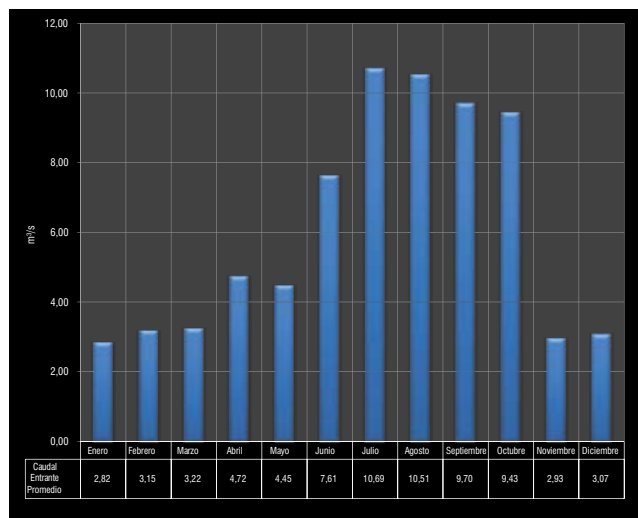
Gráfica 45.

Los aportes hidrológicos favorables, permitieron que la central pudiera turbinar agua a su máximo potencial en los meses de junio a octubre, meses durante los cuales hubo vertimiento de agua.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Como se puede observar en la gráfica siguiente, en los meses de julio a octubre, se despachó más agua para abastecer el embalse de regulación diaria, lo que permitió incrementar la generación de energía eléctrica al máximo en dichos meses.

Los meses de enero a mayo y noviembre a diciembre del 2008, intervalos que se encuentran dentro de la época seca, se despacharon niveles bajos de agua para abastecer el embalse. De esta forma, los caudales promedio fueron del orden de 3.49 m³/s.



Gráfica 46.

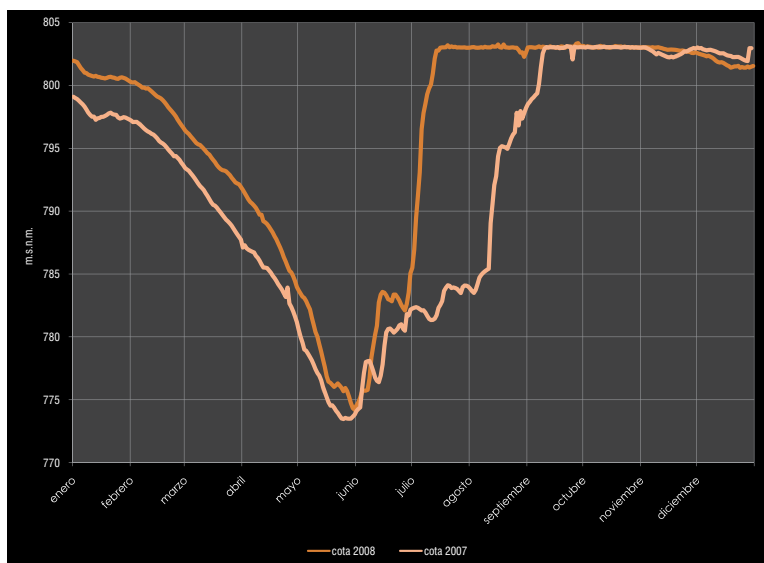
Comportamiento del nivel de los embaleses

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

A diferencia del año 2007, en el 2008 el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy, alcanzó su nivel máximo aproximadamente dos meses antes comparado con el período 2007, pues para este último período, el nivel máximo del embalse se alcanzó durante la segunda semana de septiembre.

El nivel de 803.00 m.s.n.m., muy cercano al nivel de cota máximo de las especificaciones técnicas de la central, se alcanzó el día 16 de julio del 2008 y se mantuvo hasta el 10 de noviembre.

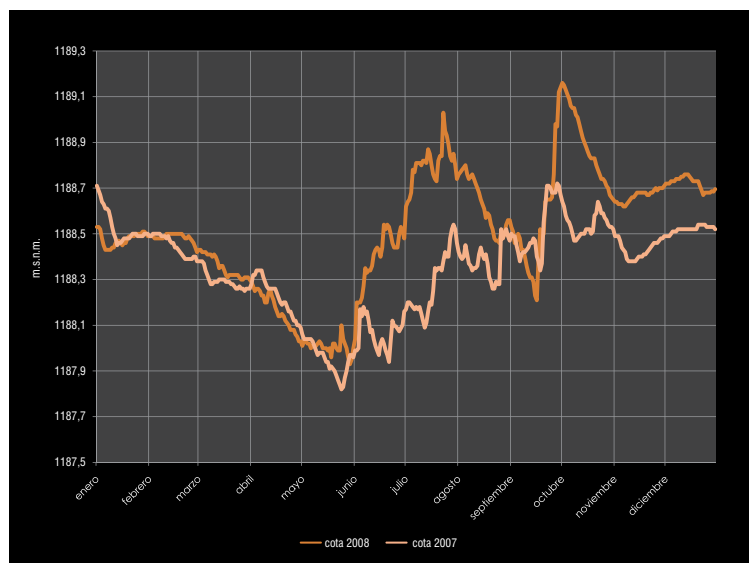
A causa del copioso invierno presentado en el año 2008, el embalse terminó a fines de diciembre de ese año con una cota tres (3) metros mayor a la cota registrada en diciembre del año 2007.



Gráfica 47.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Se puede observar que la época lluviosa del año 2008, permitió sustraer un volumen mayor de agua del Lago de Amatitlán (embalse de regulación anual) para abastecer de una manera positiva el embalse de esta central hidroeléctrica.



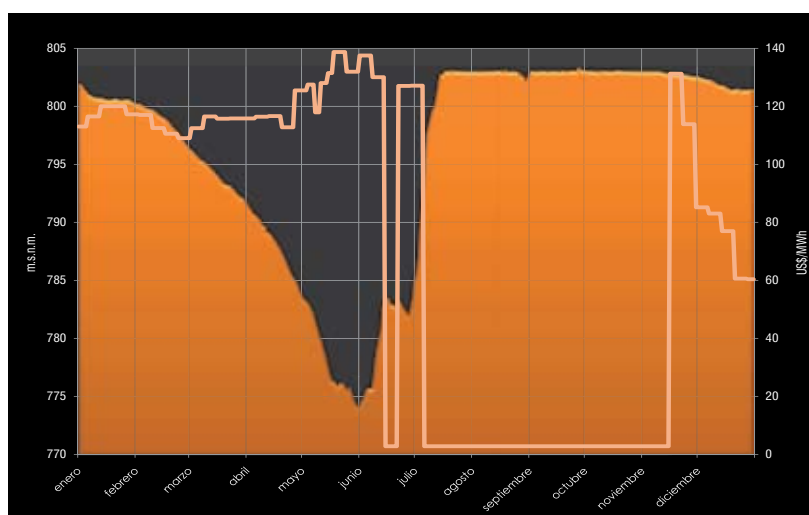
Gráfica 48.

Como puede observarse en la gráfica anterior, en los meses de junio a agosto de 2008, se pudo obtener un promedio de 50 centímetros más en el nivel diario del embalse, comparado con el año 2007.

Valor del Agua

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

El comportamiento del Valor del Agua, para el año 2008, en relación con el nivel de su embalse se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 49.

Los datos más relevantes, monitoreados para el Valor del Agua de la Central Hidroeléctrica Chixoy, se muestran a continuación:

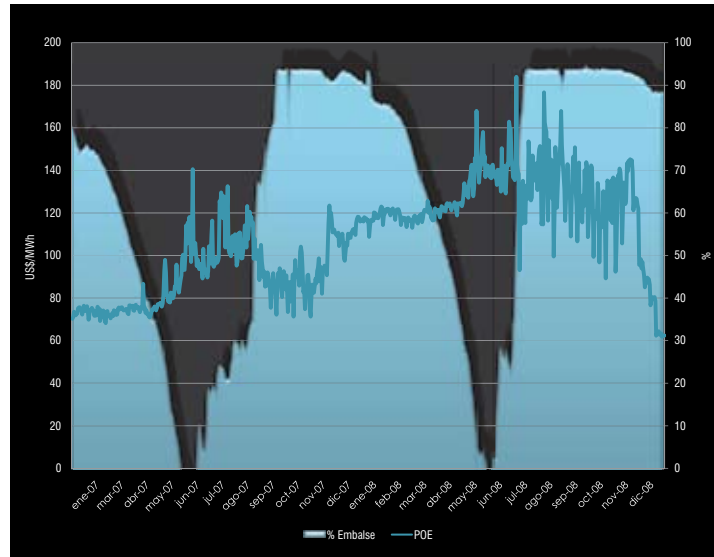
Cuadro 51

Valor del agua de Chixoy		
Máximo	138.70	Semana 21 – (18 al 24 mayo 2008)
Mínimo	2.80	Semanas 28 a la 46 – (06 julio al 15 nov. 2008)
Promedio	71.48	

Valores expresados en US\$ por MWh

El valor de US\$2.80 por MWh, es el valor correspondiente a Operación y Mantenimiento de la central hidroeléctrica, el cual correspondió al valor del agua mientras el embalse de la central estuvo en vertimiento.

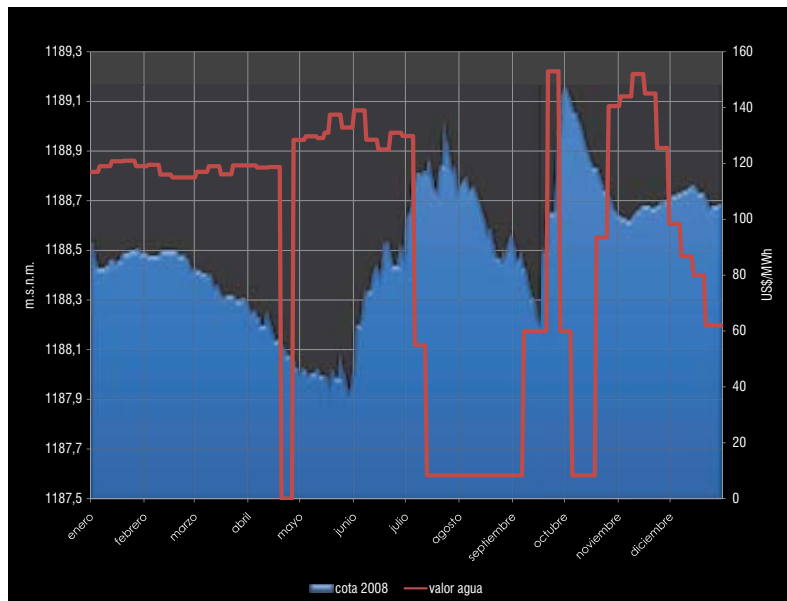
La relación entre el nivel del embalse de la central hidroeléctrica Chixoy y el POE, se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 50.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

El comportamiento del Valor del Agua de Jurún Marinalá para el año 2008, en relación con el nivel del lago de Amatitlán se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 51.

Los datos más relevantes, monitoreados para el Valor del Agua de la central hidroeléctrica Jurún Marinalá, se muestran a continuación:

Cuadro 52

Valor del agua Jurún Marinalá		
Máximo	153.00	Semana 39 – (21 al 27 septiembre 2008)
Mínimo	8.30	Semanas 30 a la 36 y semanas 41 a la 42 (13 julio al 06 sep) y (05 al 18 octubre)
Promedio	89.92	

Valores expresados en US\$ por MWh

El valor de US\$8.30 por MWh, es el valor adjudicado por Operación y Mantenimiento de la central hidroeléctrica.

Generación de energía

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

Para el año 2008, se obtuvieron las siguientes cifras, en cuanto a generación de energía eléctrica mensual se refiere:

Cuadro 53

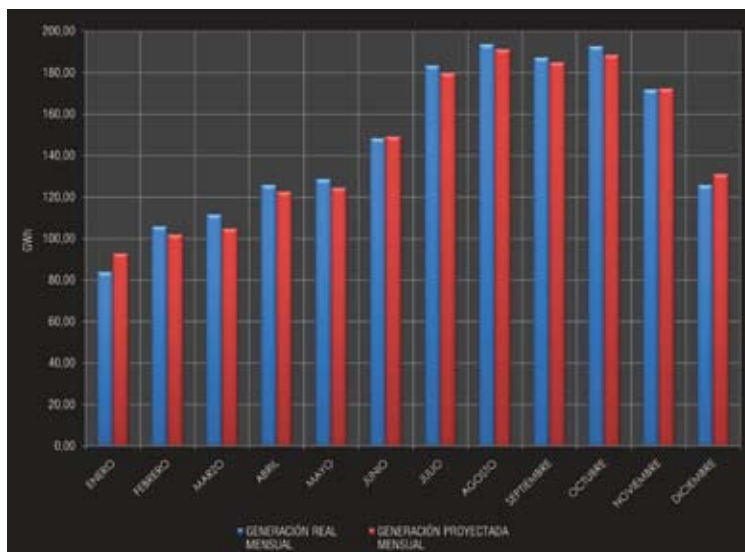
Mes	Generación real mensual	Generación proyectada por EGEE-mensual	Diferencia
Enero	83.88	92.83	-9.65%
Febrero	105.86	101.92	3.72%
Marzo	111.64	104.71	6.21%
Abril	125.84	122.52	2.63%
Mayo	128.63	124.51	3.20%
Junio	148.36	149.20	-0.56%
Julio	183.50	179.75	2.05%
Agosto	193.68	191.26	1.25%
Septiembre	187.25	184.91	1.25%
Octubre	192.81	188.52	2.22%
Noviembre	171.89	172.30	-0.23%
Diciembre	125.87	131.15	-4.03%
TOTAL	1,759.20	1,743.57	0.89%

Datos expresados en GWh

Los datos muestran que se alcanzó a generar el 100.89% de lo proyectado por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE para el año 2008, esto equivalente a 16.53 GWh más sobre la energía proyectada.

Por otra parte, en la segunda quincena del mes de junio, se empezó a generar energía eléctrica *a plena carga* en esta central hidroeléctrica, aprovechando así, su capacidad total de generación, obteniendo un promedio de 6.05 GWh diarios, generados en el período comprendido del 15 de junio al 15 de noviembre del 2008.

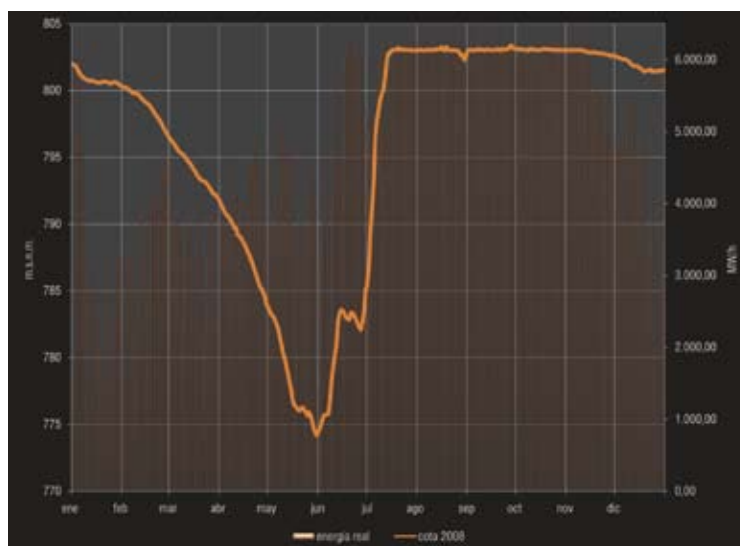
Los índices gráficos de generación mensual real comparados con la generación proyectada mensual para el año 2008, fueron los siguientes:



Gráfica 52.

Por otra parte, hacia el final del año 2008, en el período comprendido entre el 15 de noviembre al 31 de diciembre, la capacidad de generación de energía eléctrica se vio reducida, mostrando un índice de generación de 4.57 GWh diarios, representando así un 75.53% del índice de plena carga obtenido.

Finalmente, se obtuvo un índice de 4.77 GWh de generación de energía eléctrica promedio para todo el año 2008.



Gráfica 53.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Para el año 2008, se obtuvieron las siguientes cifras, en cuanto a generación de energía eléctrica mensual se refiere:

Cuadro 54

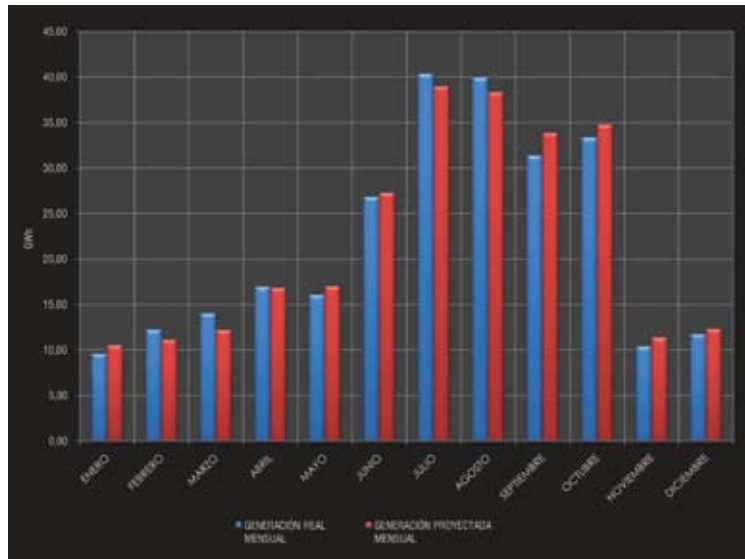
Mes	Generación Real Mensual	Generación Proyectada por EGEE-Mensual	Diferencia
Enero	9.56	10.50	-8.95%
Febrero	12.24	11.11	9.24%
Marzo	14.02	12.19	13.11%
Abril	16.96	16.84	0.72%
Mayo	16.05	17.01	-5.96%
Junio	26.82	27.29	-1.72%
Julio	40.33	39.00	3.31%
Agosto	39.91	38.34	3.93%
Septiembre	31.36	33.85	-7.94%
Octubre	33.36	34.74	-4.13%
Noviembre	10.38	11.35	-8.51%
Diciembre	11.75	12.32	-4.61%
TOTAL	262.75	264.52	-0.68%

Datos expresados en GWh

Los datos muestran, que en un -0.68% , no se alcanzó a generar lo proyectado por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE para el año 2008, esto equivalente a 1.77 GWh negativos.

Por otra parte, al inicio del mes de julio, se empezó a generar energía eléctrica *a plena carga* en esta central hidroeléctrica, aprovechando así, su capacidad total de generación, obteniendo un promedio de 1.19 GWh diarios generados en el período comprendido del 01 de julio al 31 de octubre del 2008.

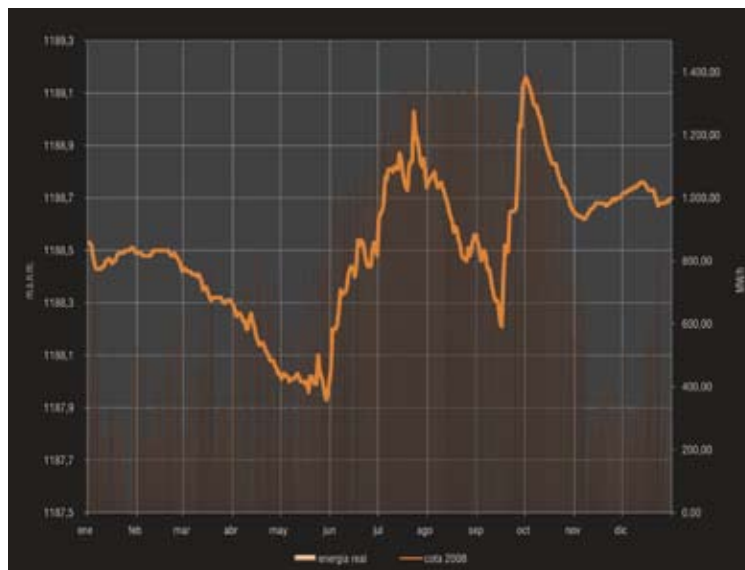
Los índices gráficos de generación mensual real versus la generación proyectada mensual para el año 2008, fueron los siguientes:



Gráfica 54.

Por otra parte, hacia el final del año 2008, en el período comprendido entre el 01 de noviembre al 31 de diciembre, la capacidad de generación de energía eléctrica se redujo, mostrando un índice de generación de 0.39 GWh diarios, representando así un 33.34% del índice de plena carga obtenido.

Finalmente, se obtuvo un índice de 0.72 GWh de generación de energía eléctrica promedio durante el año 2008.



Gráfica 55.

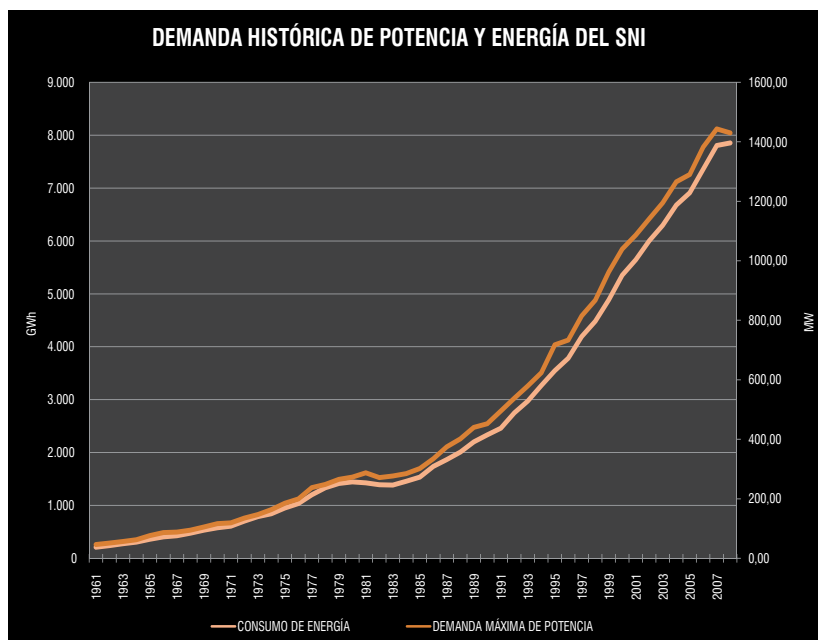
Demanda de energía y potencia del sistema nacional interconectado



Demanda de energía y potencia del sistema nacional interconectado

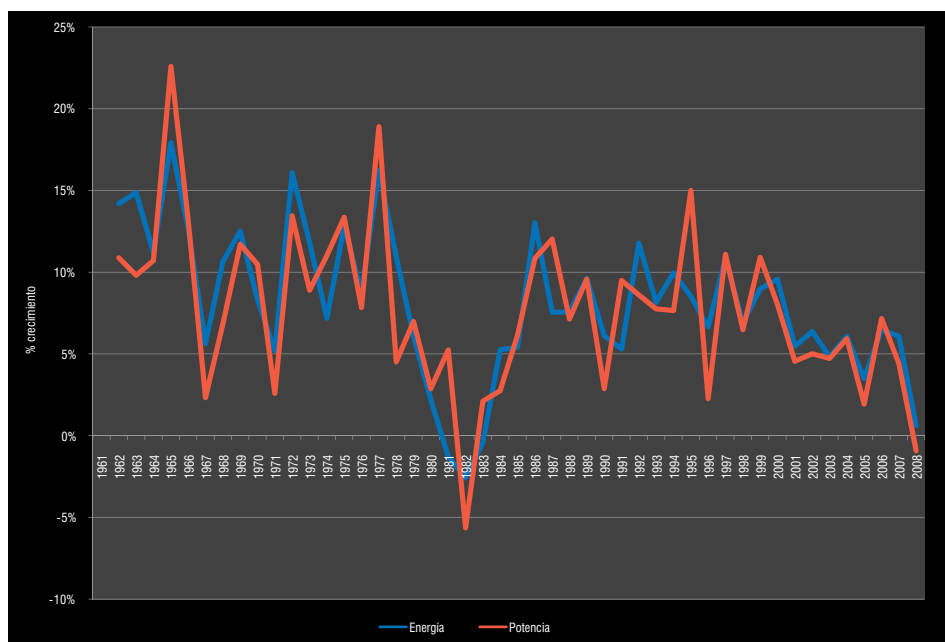
Demanda histórica de potencia y energía de Guatemala

La siguiente gráfica representa las demandas máximas históricas de potencia y consumos de energía que han sido registradas en el Sistema Nacional Interconectado desde el año 1961 hasta el año 2008.



Gráfica 56.

Los crecimientos interanuales en porcentaje, de potencia y energía demandada en el SNI, se muestran en la gráfica siguiente:

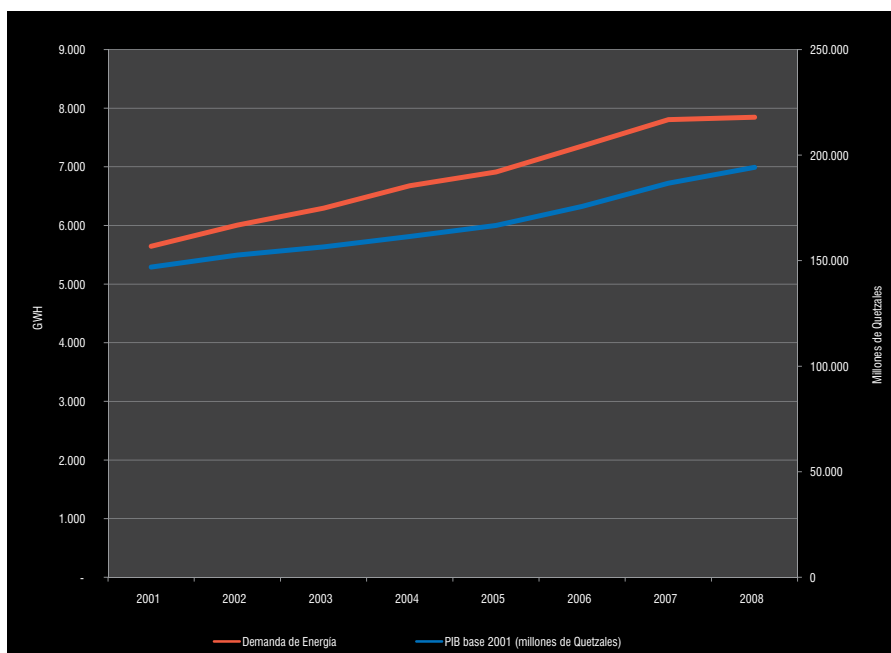


Gráfica 57.

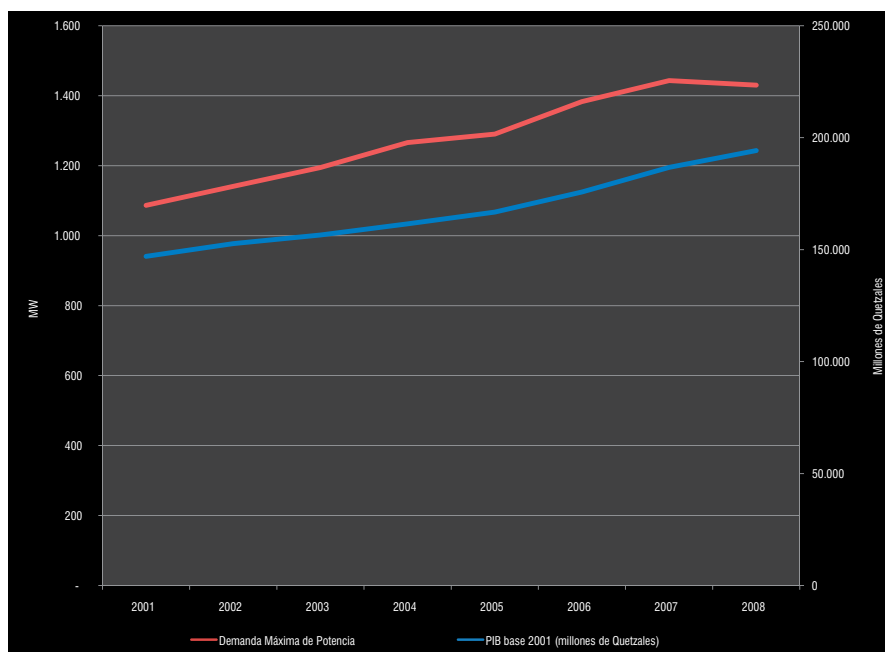
Durante el año 2008, se observaron cambios drásticos en algunas actividades a nivel nacional e internacional, que incidieron directamente en la economía del país. El consumo de energía eléctrica está altamente ligado al desarrollo económico, por ello, tal como podemos apreciar en las gráficas siguientes, el crecimiento para el año 2008, en relación al 2007 fue de 0.63%, crecimiento que es uno de los más bajos registrados durante los últimos años.

Sin embargo es necesario hacer notar, que durante el año 2008, como consecuencia de los elevados precios de los combustibles utilizados para generación de energía, tanto el Ministerio de Energía y Minas como la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, promovieron campañas de eficiencia y ahorro energético y como consecuencia, muchas empresas e industrias guatemaltecas y consumidores residenciales, realizaron cambios en sus procesos productivos y hábitos de consumo, los cuales han incidido en que la demanda de energía no haya crecido en los niveles de otros años.

En las gráficas siguientes se presentan comparaciones entre el Producto Interno Bruto, la demanda de energía y demanda máxima de potencia durante el período del 2001 al 2008. Como se puede apreciar las tendencias entre los tres indicadores son bastante similares hasta el año 2007, en donde por las razones explicadas anteriormente, se aprecia un cambio en las pendientes del consumo de energía y demanda máxima de potencia.

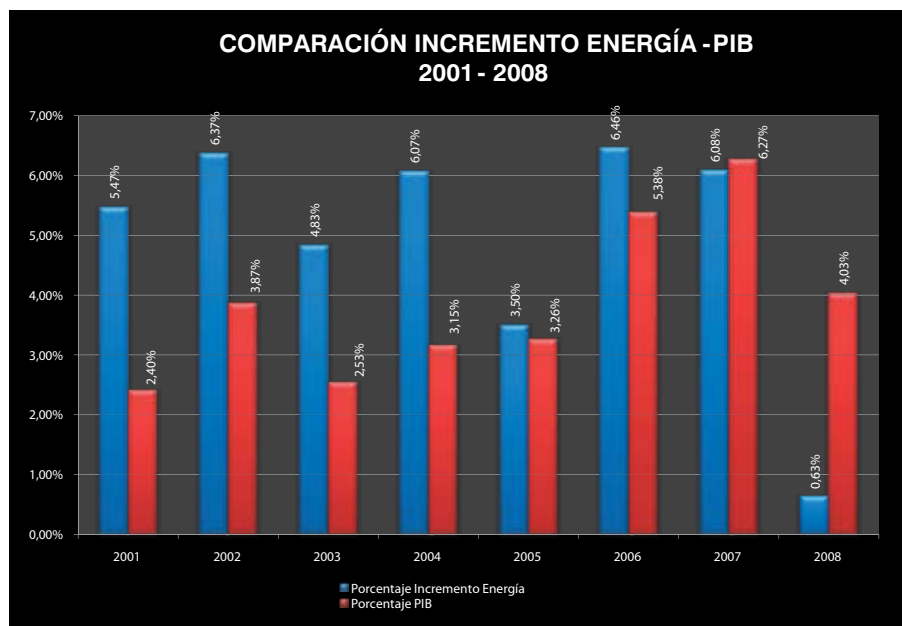


Gráfica 58.



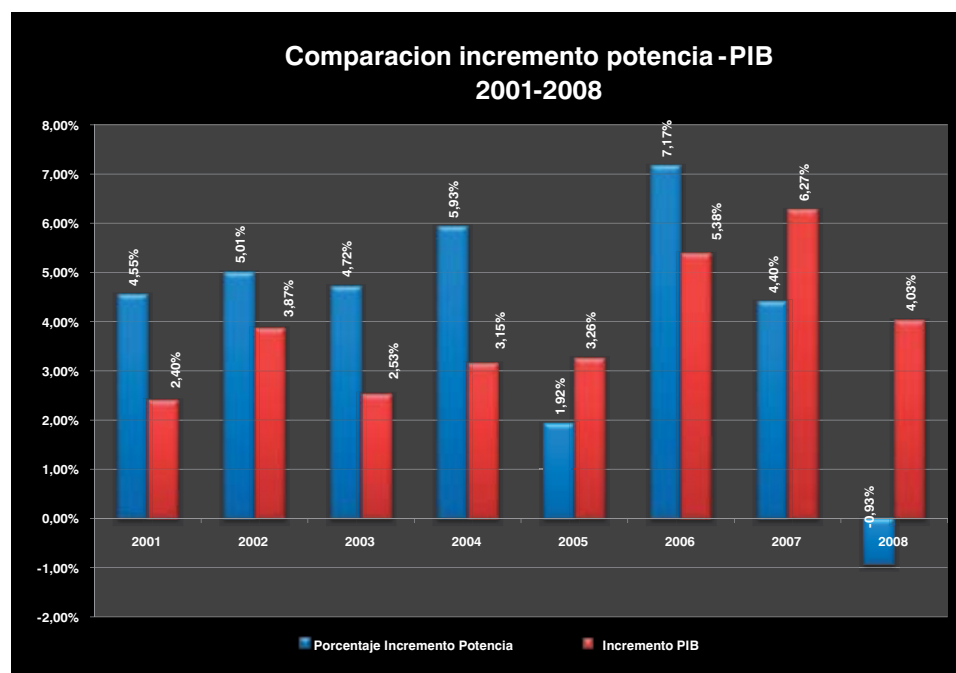
Gráfica 59.

A continuación se presentan gráficas en las cuales se muestra la relación entre el porcentaje de variación interanual del PIB y la demanda de energía y potencia máxima del SNI durante el mismo período 2001-2008.



Gráfica 60.

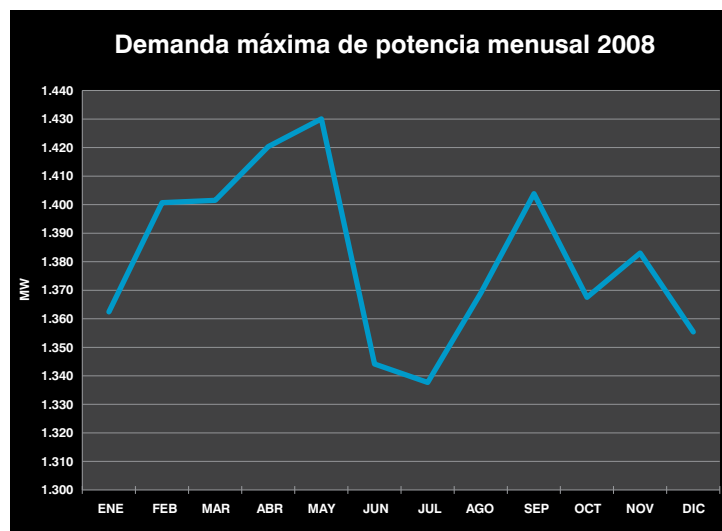
Como se puede apreciar el incremento porcentual inter anual del consumo de energía generalmente ha sido mayor al incremento del PIB, situación que cambió en el año 2007 y que se acentuó en el año 2008.



Gráfica 61.

El incremento porcentual inter anual de la potencia generalmente ha sido mayor que el del PIB, exceptuando los años 2005, 2007 y 2008 en donde incluso se registró un decrecimiento.

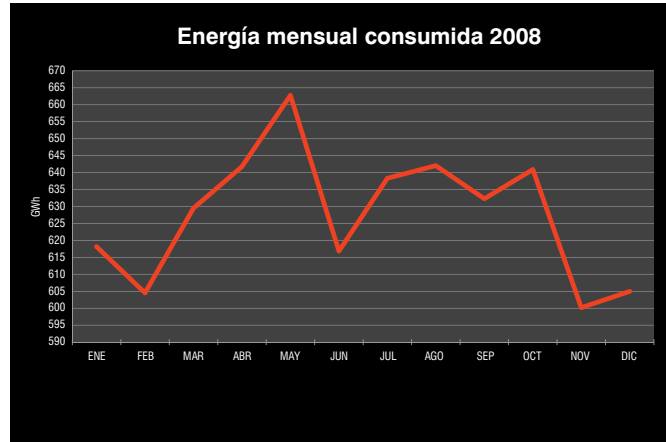
En la siguiente gráfica se representa la demanda mensual de potencia del SNI registrada durante el año 2008. La demanda máxima de potencia durante el 2008 se registró en el mes de mayo y correspondió a 1,430.05 MW.



Gráfica 62.

Como puede apreciarse en la gráfica anterior, la demanda máxima de potencia se redujo a partir del mes de mayo. Un aspecto a considerar, es que a partir del inicio del Año Estacional 2008–2009 (1° de mayo), con la implementación de las reformas normativas, se delimitó la obligación de los Grandes Usuarios a contratar su Demanda Firme y no la máxima del día como ocurría anteriormente. La señal de esta reforma reglamentaria y normativa (que ha reducido la demanda de potencia en la punta), fue permitir a los Grandes Usuarios minimizar su demanda en la banda de punta y trasladar su mayor consumo a las otras bandas (media y mínima). De esta forma, al tener la obligación de contratar únicamente la potencia de la banda máxima (Demanda Firme), se tienen 20 horas del día para adecuar los procesos productivos y se hace factible reducir el consumo en las cuatro horas de la banda de punta. Naturalmente, otra consecuencia de las modificaciones reglamentarias y normativas que rigen la obligación de contratar la Demanda Firme, es el ahorro que representa para los Grandes Usuarios el ya no tener que pagar la potencia máxima del día.

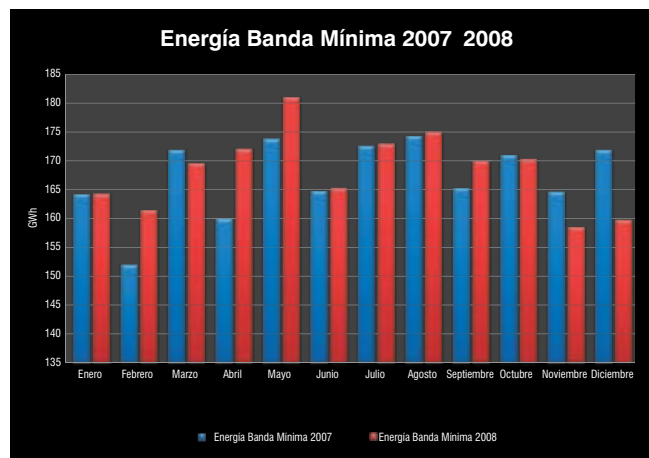
A continuación se muestra el consumo mensual de energía durante el 2008. La demanda máxima de energía se registró en mayo y fue de 696.25 GWH, mientras que la demanda total fue de 7,872.87 GWH.



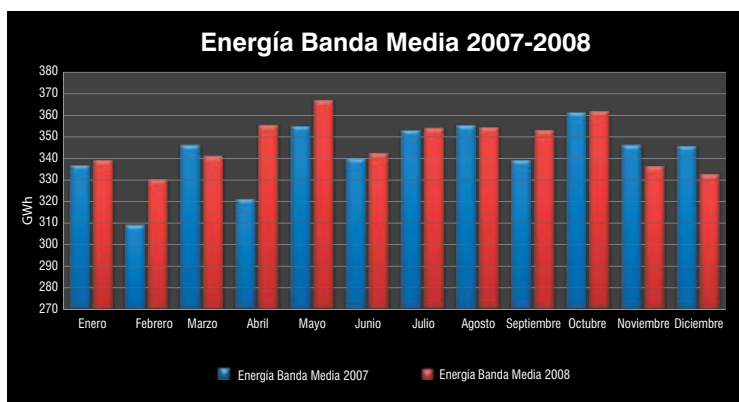
Gráfica 63.

De la gráfica anterior, se observa que el consumo de energía disminuyó a partir del mes de mayo 2008, incrementándose nuevamente en junio, mostrando nuevamente una caída durante los meses de octubre, noviembre y diciembre. Es necesario hacer notar que durante estos meses ya se habían implementado las campañas de eficiencia y ahorro energético, influyendo en que varias industrias guatemaltecas mejoraran y adaptaran sus procesos productivos y muchos consumidores residenciales adoptaran hábitos de ahorro energético, sustituyendo bombillas incandescentes por bombillas fluorescentes compactas.

En las siguientes gráficas, se muestra el consumo de energía por banda, comparando el año 2007 con el año 2008:



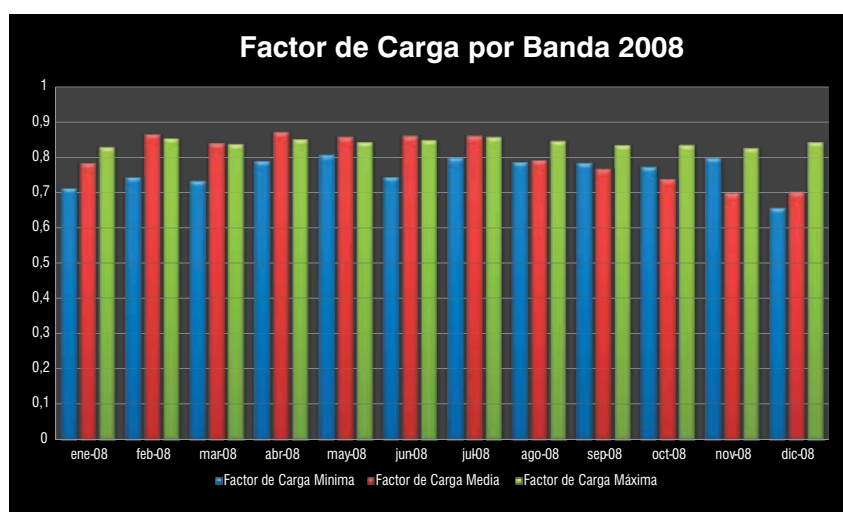
Gráfica 64.



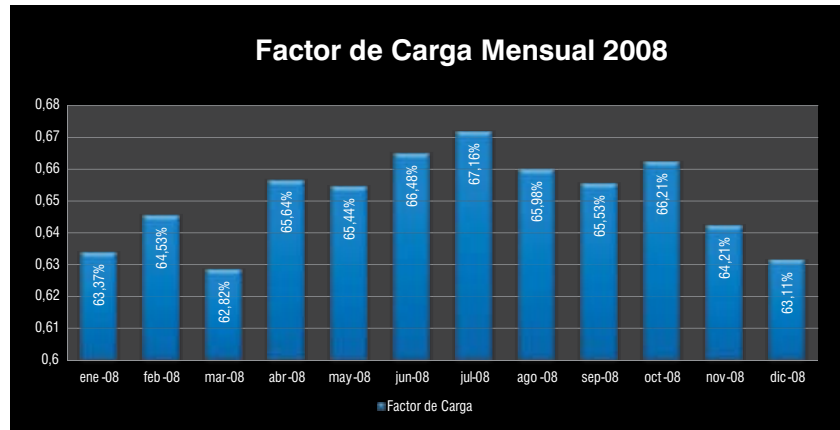
Gráfica 65.

En las gráficas anteriores, se aprecia una reducción en el consumo de energía en la banda máxima y un incremento en el consumo en las bandas mínima y media. Esto es una consecuencia de la señal derivada de las reformas reglamentarias y normativas que se explicó anteriormente, y también de las campañas de eficiencia y ahorro energéticos impulsadas por el Ministerio de Energía y Minas y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

En las gráficas que se presentan a continuación, se muestra el factor de carga para las bandas mínima, media y máxima, así como el factor de carga mensual del SNI durante el año 2008. Como puede observarse, en el mes de julio el factor de carga fue de 67.16 % siendo el más alto del año. Marzo mostró el factor de carga más bajo con 62.82%. El Factor de Carga anual en el 2008 fue de 62.67%, superando el factor de carga anual del 2007, que fue 61.73%.

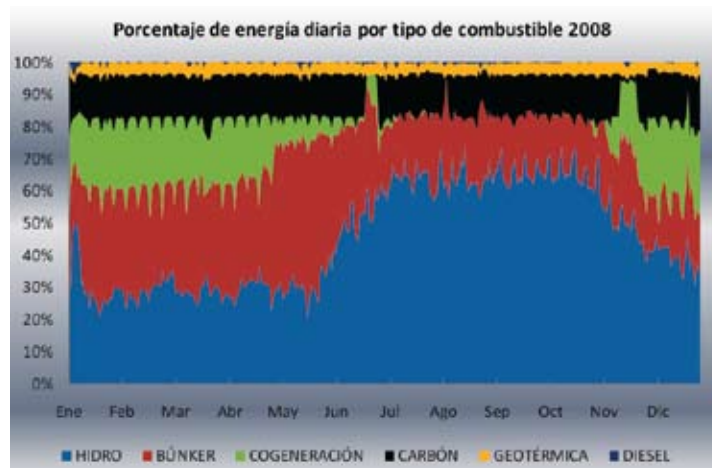


Gráfica 66.



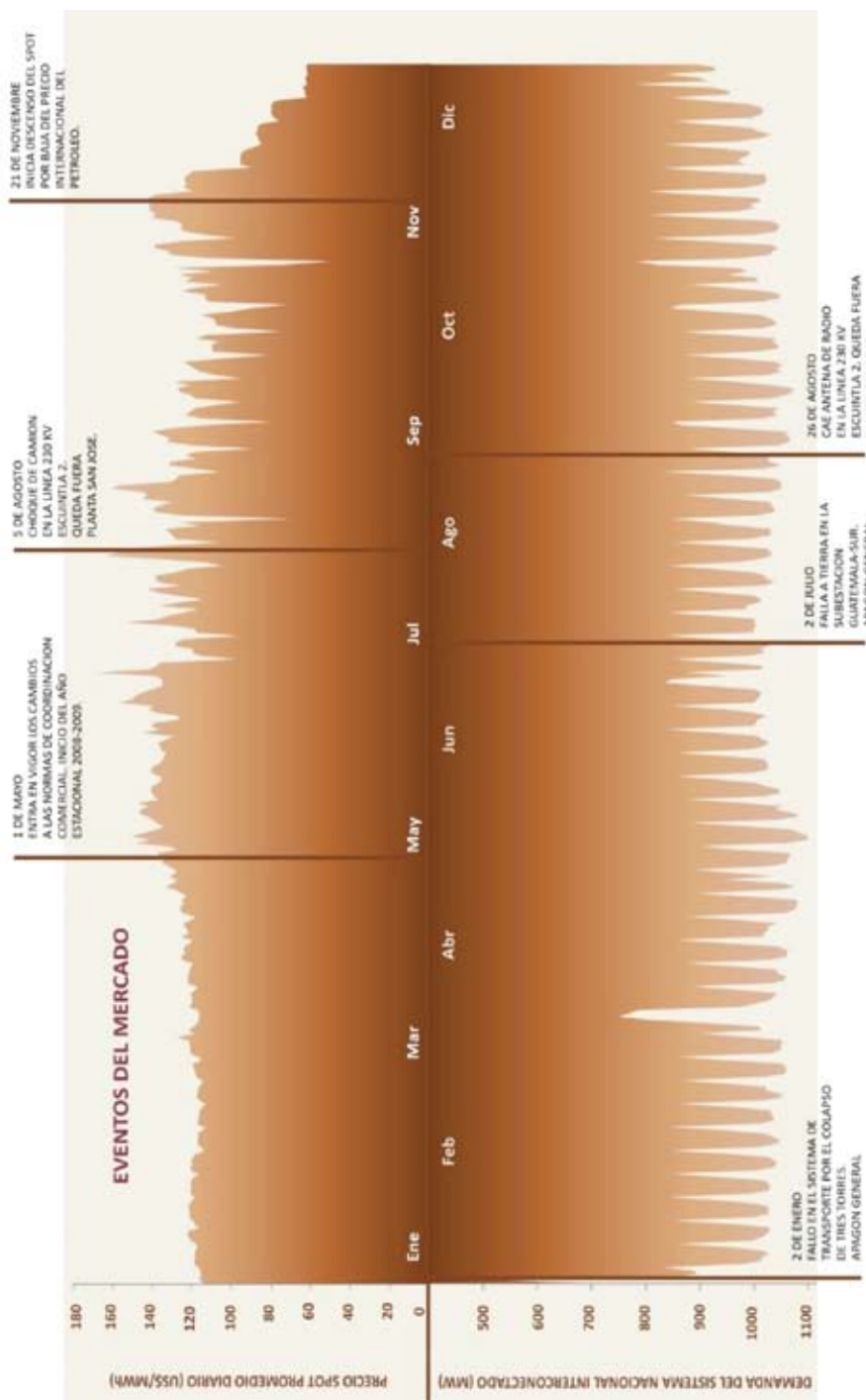
Gráfica 67.

A continuación se muestra una gráfica que representa el porcentaje de energía generada diariamente durante el año 2008 por tipo de combustible. Como se observa en la misma, durante los meses de invierno, la generación hidroeléctrica representa alrededor del 60% de la energía generada diariamente para cubrir la demanda del SNI, mientras que en la época seca representa alrededor del 30% de la energía generada. La generación con carbón se mantiene relativamente estable a lo largo del año, correspondiendo a aproximadamente un 15% de la energía generada. Los períodos donde la generación con carbón se reduce al mínimo, corresponden a los mantenimientos programados de la Central Generadora San José. La generación con búnker por su parte, complementa la generación diaria, siendo variable su participación a lo largo del año, dependiendo de las condiciones hidrológicas y contingencias que se hayan suscitado en el SNI. La generación geotérmica es estable durante todo el año y representa aproximadamente un 4% de la energía generada.



Gráfica 68.

Finalmente, se muestra una gráfica de la demanda de energía y el precio de oportunidad de la energía correspondiente al 2008, indicando los eventos más importantes acontecidos en el SNI y que influyeron en la demanda de energía y el precio de la misma en el mercado de oportunidad.



Gráfica 69.

Costos del mercado mayorista de electricidad



Servicios complementarios

Los Servicios Complementarios permiten que el Sistema Nacional Interconectado opere de manera confiable y dentro de los parámetros de calidad establecidos en la normativa vigente, a través de la adecuada regulación de la frecuencia eléctrica y compensación de desbalances entre la energía/potencia demandada y la producida en tiempo real, restablecimiento del sistema, etc. Los Servicios Complementarios del Mercado Mayorista son: Reserva Rodante Operativa (RRO), Reserva Rápida (RRa), Arranque en Negro y Demanda Interrumpible. Actualmente, los Servicios Complementarios que son remunerados en el Mercado Mayorista son la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida; el servicio de Demanda Interrumpible según la normativa también es remunerado pero al momento no hay ofertas para el mismo en el mercado. La información estadística de los complementarios Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida se presenta a continuación.

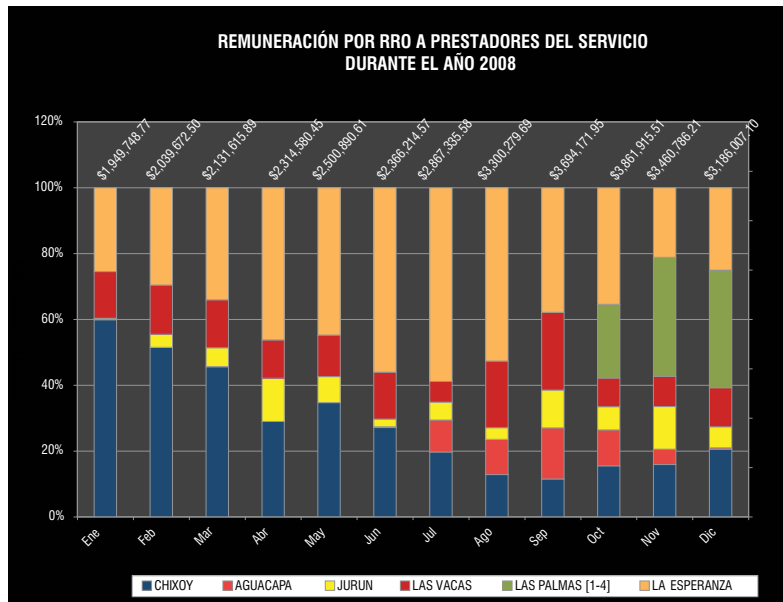
- **Reserva Rodante Operativa (RRO)**

Su función principal es absorber las variaciones de la demanda real del sistema con respecto a la demanda pronosticada en régimen normal. Cuando hay un desbalance entre la generación y la carga, la Reserva Rodante Operativa permite llevar nuevamente a las máquinas que realizan la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos medios de frecuencia.

La prestación de este servicio consiste en la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras, para restablecer un desvío en la frecuencia producido por un desbalance entre generación y demanda y su magnitud corresponde a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía.

Este servicio es prestado por unidades generadoras previamente habilitadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y la asignación de la oferta se realiza a través de un mecanismo de mercado, donde los

oferentes presentan precios y capacidad para la prestación del servicio. Para el año 2008 fueron 6 las centrales de generación que suministraron el servicio de RRO cuya participación de mercado mensual, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación de dicho servicio, se presenta en la siguiente gráfica:



Gráfica 70.

La gráfica anterior, presenta el porcentaje de participación de cada unidad o central generadora, en el total mensual remunerado por el servicio de RRO para cada mes del año 2008. El total remunerado cada mes se indica en dólares de los Estados Unidos. El mes de menor remuneración total fue enero, con un monto de US\$ 1,949,748.77, mientras que el mes de mayor remuneración total fue octubre con un monto de US\$ 3,861,915.51. El total remunerado por este servicio en 2008 fue de US\$ 33,673,218.83.

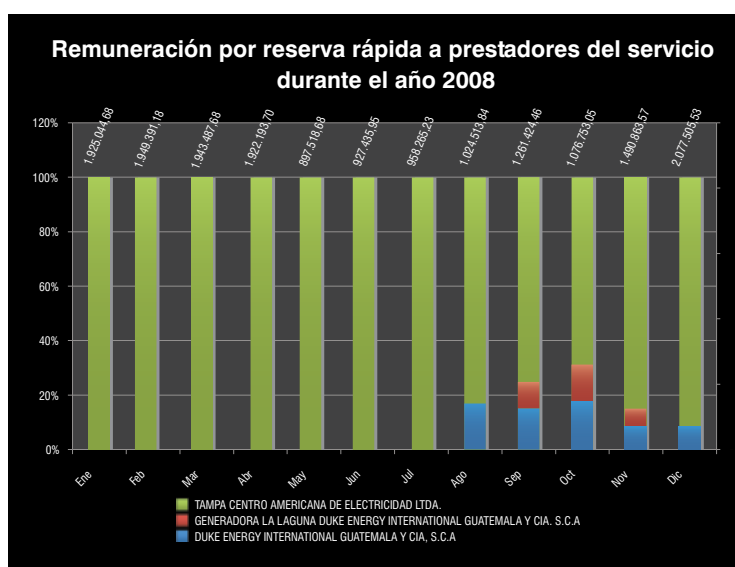
El mayor participante durante el primer trimestre del año fue la Central Generadora Chixoy, durante el segundo y tercer trimestre fue la Central Generadora La Esperanza y en el cuarto trimestre fueron las unidades de la Central Generadora Las Palmas [1-4]. Estas últimas se incorporaron a la prestación del servicio a partir del mes de octubre 2008.

- **Reserva Rápida (RRa)**

Su función principal es contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada, que son provocadas por contingencias y otro tipo de imprevistos importantes. Este Servicio Complementario

es cubierto con unidades térmicas de arranque rápido o centrales hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos.

Al igual que la RRO, para la prestación de este servicio la unidad generadora debe ser previamente habilitada por el Administrador del Mercado Mayorista. Para el año 2008 el servicio de Reserva Rápida fue prestado por tres generadores: Duke Energy Internacional Guatemala Y Cía. S.C.A., Generadora La Laguna Duke Energy, Internacional Guatemala Y Cía. S.C.A. y Tampa CentroAméricana de Electricidad, Ltda., cuya participación de mercado mensual, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación de este servicio, se presenta en la figura siguiente:



Gráfica 71.

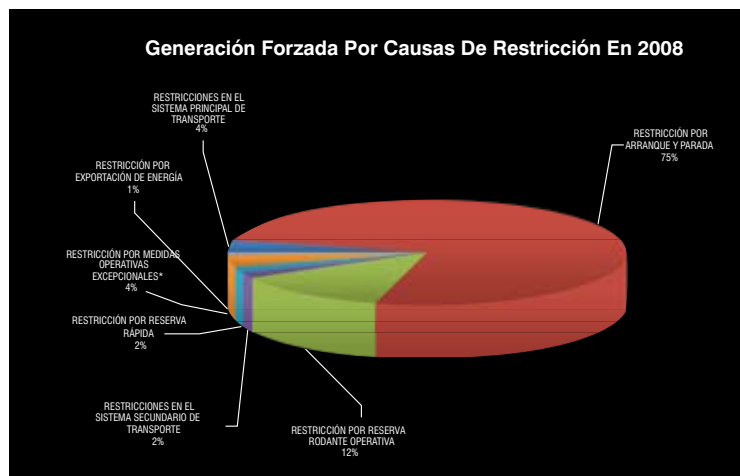
La gráfica anterior presenta el porcentaje de participación de cada central generadora en el total mensual remunerado por el servicio de Reserva Rápida para cada mes del año 2008. El total remunerado cada mes se indica en los rectángulos superiores en dólares de los Estados Unidos. El mes de menor remuneración total fue mayo con un monto de US\$ 897,518.63 y el mes de mayor remuneración total fue diciembre con un monto de US\$2,077,505.53. El total remunerado por este servicio en el 2008 fue de US\$17,454,397.55

El mayor participante durante todo el año fue Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda., Duke Energy Internacional Guatemala y Cía. S.C.A. inició a prestar el servicio de Reserva Rápida a partir de agosto; Generadora La Laguna Duke Energy Internacional Guatemala y Cía. S.C.A., prestó el servicio de septiembre a noviembre.

Generación Forzada

Es la energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su Costo Variable de Generación; dicha unidad generadora es obligada a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte, así como por cláusulas de compra mínima de energía de los Contratos Existentes.

Las causas de restricciones que ocasionaron Generación Forzada en el año 2008 fueron: restricciones en el Sistema Principal de Transporte, restricción por arranque y parada, restricción por Reserva Rodante Operativa, restricciones en el sistema Secundario de Transporte, restricción por Reserva Rápida, restricción por medidas operativas excepcionales (Derivado de la situación de emergencia del S.N.I., decretada en Acuerdo Ministerial 02-2008 por cambio de autoridades del gobierno) y restricción por Exportación de energía. La gráfica siguiente muestra el porcentaje del monto total en el año 2008, correspondiente a cada tipo de restricción.



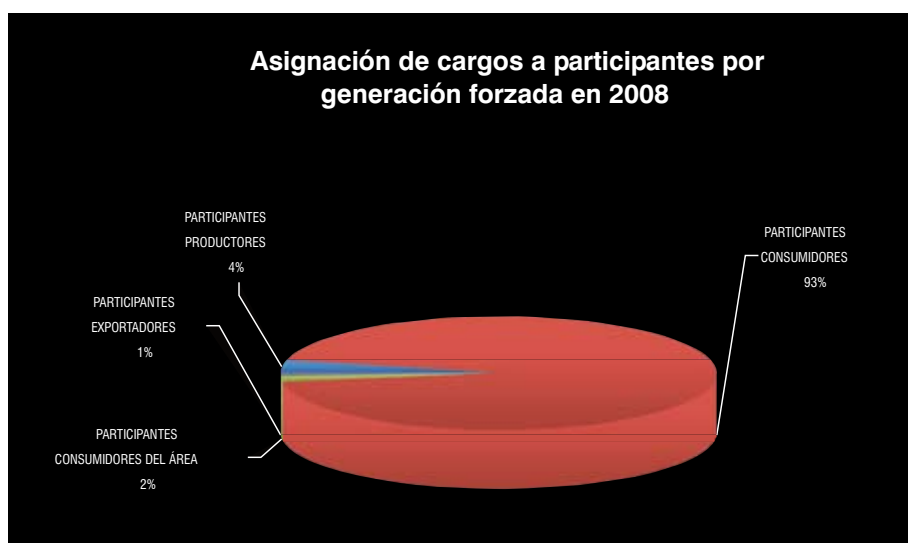
Gráfica 72.

La restricción de Arranque y Parada es la que provoca mayor Generación Forzada, constituyendo el 75.76% del monto asignado en el 2008, lo que equivale aproximadamente a US\$ 7,003,746.98. Junto con la restricción por Reserva Rodante Operativa provocaron el 97% del monto asignado por Generación Forzada.

La Generación Forzada es pagada por los Participantes del Mercado Mayorista en función de quien causó la restricción que provocó dicha Generación Forzada; de esa cuenta los Participantes Productores pagan la Generación Forzada debida a restricciones en el Sistema Principal de

Transporte, los Participantes Consumidores pagan la Generación Forzada debida a restricciones de arranque y parada, restricción por Reserva Rodante Operativa, restricción por Reserva Rápida y restricción por medidas operativas excepcionales. Los Participantes Consumidores de ciertas áreas del SNI, pagan la Generación Forzada debida a restricciones en el Sistema Secundario de Transporte y los Participantes Exportadores pagan la Generación Forzada debida a restricción por Exportación de energía.

Durante el año 2008, la Generación Forzada fue asignada a los Participantes del Mercado Mayorista en los porcentajes que muestra la gráfica siguiente:



Gráfica 73.

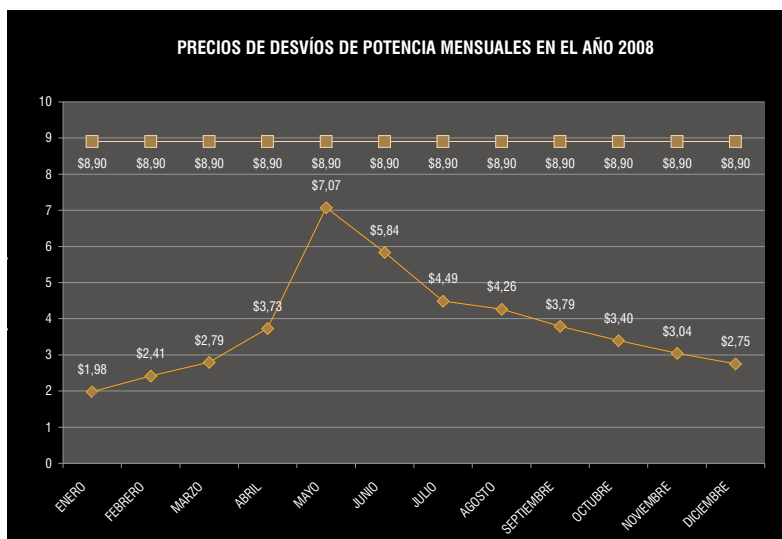
Como se aprecia en la gráfica anterior, el pago por Generación Forzada recae considerablemente sobre los Participantes Consumidores, ya que en el 2008 los cargos por Generación Forzada fueron cubiertos en un 93% (US\$ 8,696,192.21) por éstos.

Desvíos de Potencia

Los Desvíos de Potencia se producen cuando existen faltantes o excedentes de potencia comprometida en contratos entre Participantes del Mercado Mayorista. Los Desvíos de Potencia pueden ser Desvíos de Potencia Positivos (DP+) o Desvíos de Potencia Negativos (DP-); los Desvíos de Potencia Positivos se originan cuando el Participante tiene un excedente de potencia contratada mientras que los Desvíos de Potencia negativos se originan cuando el Participante tiene déficit de potencia.

Los Participantes Productores y los Participantes Consumidores pueden incurrir tanto en desvíos positivos como negativos. El precio de los Desvíos de Potencia Negativos corresponde al Precio de Referencia de la Potencia y es definido en función de la inversión requerida para la instalación de una planta eficiente de generación en punta y de las magnitudes de los desvíos incurridos. En la liquidación mensual de las transacciones del Mercado Mayorista el total cobrado por Desvíos de Potencia Negativos se distribuye entre los Participantes que resultaron con Desvíos de Potencia Positivos. De esta forma, los Participantes con Desvíos de Potencia Positivos reciben un abono mientras los Participantes con Desvíos de Potencia Negativos reciben un cargo.

La evolución de los precios de los Desvíos de Potencia durante el año 2008 es presentada en la siguiente gráfica:



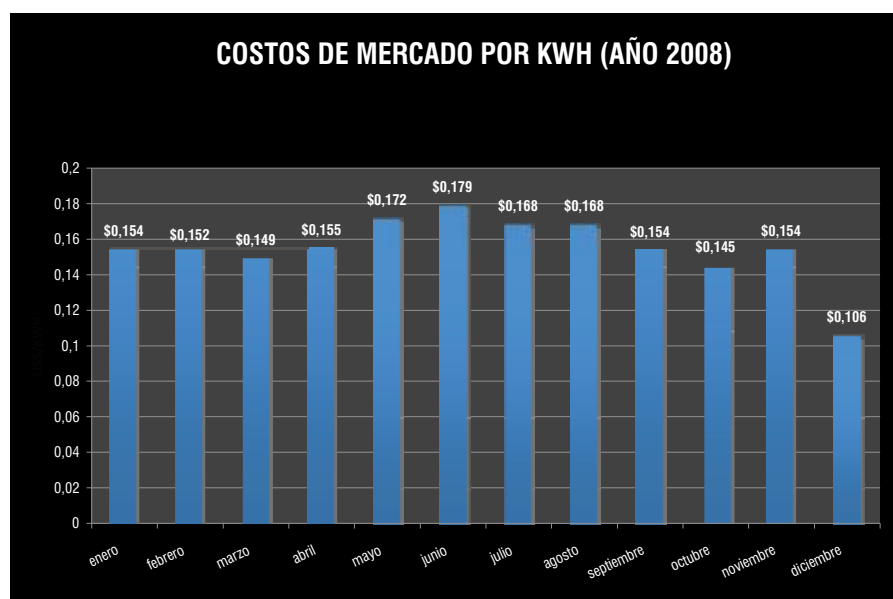
Gráfica 74.

Según se observa en la gráfica anterior, para el Desvío de Potencia Positivo, el precio máximo ocurrió en mayo, correspondiente a US\$7.07/KW-mes, mientras que el precio mínimo ocurrió en enero, correspondiente a US\$1.98/KW-mes. El Desvío de Potencia Negativo, tiene un precio fijo, el que actualmente corresponde a un valor de US\$8.9/KW-mes.

Costos de Mercado por KWH

Los costos unitarios de Mercado expresados en US\$ por KWH, permiten hacer una valoración económica aproximada de los cargos resultantes de la participación en el Mercado Mayorista. Para la determinación de dichos costos unitarios, se consideraron los cargos relacionados

con la energía y la potencia valoradas respectivamente, al Precio de Oportunidad de la Energía y al Precio de Referencia de la Potencia; también fueron considerados el peaje por transmisión y subtransmisión, costos diferenciales, servicios complementarios y generación forzada. Dicha información procede de la liquidación de las transacciones económicas de los Participantes del Mercado Mayorista publicada en los Informes de Transacciones Económicas del año 2008. A continuación se presenta una gráfica que muestra los costos de mercado por kWh mes a mes para el año 2008.

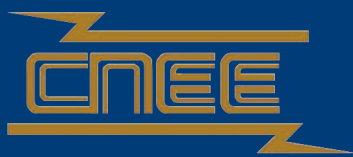


Gráfica 75.

Según se observa en la gráfica, el mes en el que los costos de mercado por kWh fueron mayores fue el mes de junio, con un valor de US\$ 0.179/kWh; a su vez el mes con los costos de mercado por kWh mínimos fue diciembre con un valor de US\$ 0.106/kWh.



Este libro fue impreso en los talleres gráficos de Serviprensa, S.A. en el mes de mayo de 2009. La edición consta de 300 ejemplares en papel cuché mate 80 gramos.



4ta. Avenida 15-70, Zona 10
Edificio Paladium, Nivel 12
PBX: 2321-8000 FAX: 2321-8002
www.cnee.gob.gt

