


**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ECONOMÍA**

The seal of the University of San Carlos of Guatemala is a circular emblem. It features a central figure, likely a saint or historical figure, seated on a throne. Above the figure is a crown. The seal is surrounded by Latin text: "SACROSANCTAE UNIVERSITATIS CAROLINAE CONSPICUA CAROLINA ACACIA" at the top and "GUATEMALENSIS INTER" at the bottom. The seal is rendered in a light gray, semi-transparent style.

**EFFECTOS ECONÓMICOS DE LA TARIFA SOCIAL AL
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL INSTITUTO
NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE) Y EN EL MERCADO
ELÉCTRICO NACIONAL, DURANTE EL PERÍODO 2001-2004**

**JORGE SALVADOR SAMAYOA MENCOS
ECONOMISTA**

Guatemala, octubre de 2007

**MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

Decano	Lic. José Rolando Secaida Morales
Secretario	Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal 1º.	Lic. Canton Lee Villela
Vocal 2º.	Lic. Mario Leonel Perdomo Salguero
Vocal 3º.	Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso
Vocal 4º.	S.B. Roselyn Janette Salgado Ico
Vocal 5º.	P.C. Deiby Boanerges Ramírez Valenzuela

EXONERADO DE EXAMEN DE ÁREAS PRÁCTICAS

De conformidad con los requisitos establecidos en el Capítulo III, Artículo 15 y 16 del reglamento para la evaluación final de exámenes de Áreas Prácticas Básica y Examen Privado de Tesis y el Numeral 7.8, Punto Séptimo del Acta 31-2004, de la sesión celebrada por Junta Directiva el 23 de septiembre de 2004.

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN PRIVADO DE TESIS

Presidente	Lic. Antonio Muñoz Saravia
Examinador	Lic. Oscar Erasmo Velásquez Rivera
Examinador	Lic. Edgar Ranfery Alfaro Migoya

Guatemala, 02 de agosto de 2007

Licenciado
José Rolando Secaida Morales
Decano Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Señor Decano:

Atentamente me dirijo a usted atendiendo el oficio del Decanato de la Facultad de Ciencias Económicas, con fecha de uno de marzo de 2005, en donde he sido asignado para asesorar el trabajo de tesis del estudiante Jorge Salvador Samayoa Mencos, con carné universitario 1999-15322, titulado **“EFECTOS ECONÓMICOS DE LA TARIFA SOCIAL AL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE) Y EN EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, DURANTE EL PERÍODO 2001-2004”**.

Después de haber asesorado y revisado el trabajo mencionado, **emito el dictamen favorable** para que sea discutido en el Examen Privado de Tesis correspondiente, previo a otorgarle el título de Economista en el grado académico de Licenciado. Considero que el trabajo realizado por el estudiante Samayoa Mencos constituye una herramienta importante en estudios relacionados con el Subsector Eléctrico Nacional.

Atentamente,



Lic. José Ramón Lam Ortiz
Colegiado No. 7566

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE
CIENCIAS ECONOMICAS

Edificio "S-8"
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica

DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS. GUATEMALA,
VEINTIDOS DE OCTUBRE DE DOS MIL SIETE.


Con base en el Punto SEXTO, inciso 6.1, Subinciso 6.1.1 del Acta 29-2007 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 16 de octubre de 2007, se conoció el Acta ECONOMIA 187-2007 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 1 de octubre de 2007 y el trabajo de Tesis denominado: "EFECTOS ECONÓMICOS DE LA TARIFA SOCIAL AL CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE) Y EN EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, DURANTE EL PERÍODO 2001 - 2004", que para su graduación profesional presentó el estudiante JORGE SALVADOR SAMAYOA MENCOS, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"D Y ENSEÑAD A TODOS"


LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO




LIC. JOSE ROLANDO SECAÍDA MORALES
DECANO



Smp

DEDICATORIA

AL CREADOR

A MIS PADRES, Hugo y Ana María, por la valiosa y dedicada formación y apoyo incondicional que me han brindado toda mi vida.

A MIS HERMANOS, Hugo, Rina y Ana María por su cariño, amistad y comprensión. En especial a Ana María, por acompañarme en mis años universitarios.

A MI ESPOSA, Irene, por su cariño y paciencia durante estos años.

A MIS SOBRINOS, Denis, Gretel, Isabel, Natalia, Fernanda, Diego, Emilio y Hugo, por su inagotable y contagiosa vitalidad.

A CADA UNO DE LOS MIEMBROS DE MI FAMILIA, por sus tantas muestras de aprecio.

A MIS AMIGOS, COMPAÑEROS DE ESTUDIO Y DE TRABAJO.

A LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, en especial a la Facultad de Ciencias Económicas y a la Escuela de Economía.

AGRADECIMIENTO ESPECIAL

Al Licenciado José Ramón Lam Ortiz, por sus importantes sugerencias e ideas en la asesoría del presente trabajo de tesis.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	I
CAPÍTULO I.....	3
MARCO TEÓRICO	3
1. FUNCIÓN DEL GOBIERNO.....	4
2. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA REGULACIÓN TARIFARIA.....	5
3. COSTO DE OPORTUNIDAD SOCIAL	5
3.1. <i>El Principio del Costo Marginal.....</i>	<i>6</i>
4. FALLOS DEL MERCADO	8
5. SUBSIDIO	10
6. COSTO DE OPORTUNIDAD.....	12
CAPÍTULO II	13
EL SECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA.....	13
1. CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO.	13
1.1. <i>Sector Generación.....</i>	<i>13</i>
1.2. <i>Sector Transporte.....</i>	<i>17</i>
1.3. <i>Sector Distribución.....</i>	<i>17</i>
1.4. <i>Cobertura Eléctrica.....</i>	<i>21</i>
2. ENTORNO INSTITUCIONAL DEL SECTOR.....	22
2.1. <i>Reforma del Sector Eléctrico.....</i>	<i>22</i>
2.2. <i>Marco Institucional.....</i>	<i>23</i>
2.3. <i>Marco Legal del Sector Eléctrico.....</i>	<i>27</i>
2.3.1. <i>Ley General de Electricidad y su Reglamento.....</i>	<i>27</i>
2.3.2. <i>Ley de la Tarifa Social para el Sur le Energía Eléctrica.....</i>	<i>29</i>
2.4. <i>Ley Orgánica del INDE.....</i>	<i>32</i>
CAPÍTULO III.....	35
TARIFAS AL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USUARIOS DE BAJA TENSIÓN SIMPLE	35
1. PROCESO DE FIJACIÓN DE TARIFAS PARA EL CONSUMIDOR FINAL.....	35
2. PROPORCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA EN BAJA TENSIÓN SIMPLE CON RELACIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	37
3. COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE LA TARIFA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.	38
3.1. <i>Tarifa para usuarios fuera de la tarifa social de energía eléctrica.</i>	<i>38</i>
3.2. <i>Tarifa social de la energía eléctrica.....</i>	<i>39</i>
3.3. <i>Mercado Spot.....</i>	<i>41</i>
4. MECANISMO DE TRANSMISIÓN DE LA TARIFA SOCIAL.....	42
5. CARACTERIZACIÓN MICROECONÓMICA DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	43
5.1. <i>Teoría marginal de precios.....</i>	<i>43</i>
5.2. <i>Características especiales del consumo de energía eléctrica.....</i>	<i>44</i>

CAPÍTULO IV	47
EFFECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA APLICACIÓN DE LA TARIFA SOCIAL.....	47
1. EFECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA TARIFA SOCIAL EN EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE).....	47
1.1. <i>Efectos económicos en el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).</i>	47
1.1.1. Costo de Oportunidad Social.....	48
1.1.2. Costo de Oportunidad.	49
1.2. <i>Efecto financiero</i>	50
a. Liquidez.....	50
b. Deuda	52
c. Rentabilidad.....	53
1.3. <i>Desequilibrio Presupuestario</i>	57
2. EFECTOS ECONÓMICOS DE LA TARIFA SOCIAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.	61
2.1. <i>Población beneficiada.</i>	62
2.2. <i>Distorsiones en el precio.</i>	64
2.3. <i>Comportamiento de la oferta de energía eléctrica.</i>	69
3. POSIBLE ESCENARIO DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.....	71
CONCLUSIONES.....	73
RECOMENDACIONES	75
BIBLIOGRAFÍA.....	77
ANEXOS	79
GLOSARIO	109

ÍNDICE DE CUADROS

<i>Cuadro 1 INDE: Generación de Energía Eléctrica por Planta Generadora Por Tipo de Tecnología y de Administración</i>	14
<i>Cuadro 2 Guatemala: Generación de Energía Eléctrica por Empresa Generadora Privada</i>	15
<i>Cuadro 3 Empresas Eléctricas Municipales</i>	18
<i>Cuadro 4 Clasificación de los Usuarios de Energía Eléctrica</i>	20
<i>Cuadro 5 Consumo Eléctrico por Rango de Ingreso</i>	21
<i>Cuadro 6 INDE: Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Planta Generadora</i>	26
<i>Cuadro 7 Ajustes Tarifarios a los Consumidores de Energía Eléctrica</i>	29
<i>Cuadro 8 Proporción del Consumo de Energía en Baja Tensión Simple (BTS) Respecto al Total del Consumo del SNI</i>	37
<i>Cuadro 9 Evolución del Precio Promedio Anual de la Electricidad con Tarifa No Social por Distribuidora</i>	39
<i>Cuadro 10 Evolución del Precio Promedio Anual de la Electricidad con Tarifa Social por Distribuidora</i>	40
<i>Cuadro 11 Evolución del Promedio Anual del Precio Spot de la Electricidad</i>	41
<i>Cuadro 12 Elasticidad - Precio de la Demanda de Energía Eléctrica</i>	46
<i>Cuadro 13 Costo marginal a la tarifa eléctrica y TS promedio (anual)</i>	48
<i>Cuadro 14 INDE: Estimación del Costo de Oportunidad en la Aplicación de la Tarifa Social</i>	49
<i>Cuadro 15 INDE: Compra y Venta de Energía Eléctrica</i>	57
<i>Cuadro 16 INDE: Ejecución Presupuestaria por Categoría de Gasto en Porcentajes del Total Ejecutado</i>	58
<i>Cuadro 17 INDE: Precios Medios de Venta y Compra de Energía Eléctrica</i>	58
<i>Cuadro 18 INDE: Compra de Energía Eléctrica Por Empresa</i>	59
<i>Cuadro 19 Monto Subsidiado por Usuario y Estratos de Consumo</i>	64
<i>Cuadro 20 Variación Trimestral del Precio Subsidiado y el Precio de Mercado por Empresa Distribuidora</i>	65
<i>Cuadro 21 Contratos PPA de EEGSA</i>	67
<i>Cuadro 22 Resumen contratos TNS (DEOCSA y DEORSA)</i>	68
<i>Cuadro 23 Crecimiento Porcentual Anual de la Producción de Energía Eléctrica por Origen del Capital</i>	70

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Evolución de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología	16
Gráfica 2 Evolución de la Generación de Energía Eléctrica por Origen del Capital (Gwh.)	16
Gráfica 3 Evolución del Número de Usuarios de Energía Eléctrica por Distribuidora	19
Gráfica 4 Evolución del Índice de Electrificación (%)	22
Gráfica 5 Evolución de los Precios Trimestrales de la Electricidad con Tarifa No Social por Distribuidora	38
Gráfica 6 Evolución de los Precios Trimestrales de la Electricidad con Tarifa Social por Distribuidora	40
Gráfica 7 INDE: Indicadores Financieros de Liquidez	51
Gráfica 8 INDE: Indicador Financiero de Deuda	52
Gráfica 9 INDE: Indicadores Financieros de Rentabilidad (Margen de utilidad bruta / neta)	54
Gráfica 10 INDE: Indicadores Financieros de Rentabilidad (Rendimiento sobre activos / capital)	54
Gráfica 11 INDE: Comparación de la Programación y Ejecución Presupuestaria, por Categoría de Gasto	60
Gráfica 12 INDE: Evolución de la compra programada y ejecutada de energía eléctrica	61
Gráfica 13 Evolución de la Cantidad de Usuarios de Baja Tensión Simple con TS y con TNS	62
Gráfica 14 Evolución de la Capacidad Instalada para la Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Tecnología	70

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1 Distribución geográfica de usuarios por distribuidora	18
--	----

ABREVIATURAS UTILIZADAS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ANAM	Asociación Nacional de Municipalidades
AT	Ajuste Trimestral
BTDfp	Baja Tensión con Demanda fuera de punta
BTDp	Baja Tensión con Demanda en punta
BTH	Baja Tensión Horaria
BTS	Baja Tensión Simple
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DEOCSA	Distribuidora Eléctrica de Occidente, S.A.
DEORSA	Distribuidora Eléctrica de Oriente, S.A.
ECOE	Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
EEM	Empresa Eléctrica Municipal
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
ENCOVI	Encuesta de Condiciones de Vida
ETCEE	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica
Gwh	Gigavatio hora
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
Km	Kilómetro
Kw	Kilovatio
Kwh	Kilovatio hora
LGE	Ley General de Electricidad
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MTDfp	Media Tensión con Demanda fuera de punta
MTDp	Media Tensión con Demanda en punta
MTH	Media Tensión Horaria
Mw	Megavatio
Mwh	Megavatio hora
PER	Plan de Electrificación Rural
PPA	Contrato de compra de potencia de energía (por sus siglas en inglés)
ROA	Rendimiento sobre Activos
ROE	Rendimiento sobre Capital
SEGPLAN	Secretaría de Programación y Planificación de la Presidencia de la República
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana
VAD	Valor Agregado de Distribución

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo, titulado “Efectos económicos de la tarifa social al consumo de energía eléctrica en el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y en el mercado eléctrico nacional, durante el período 2001-2004”, analiza los efectos económicos más notables, tanto positivos como negativos de la aplicación de la Ley de la Tarifa Social al Suministro de Energía Eléctrica del año 2001 al 2004, en el sector eléctrico guatemalteco, con especial énfasis en el INDE. Para realizar dicho análisis se persigue demostrar que la tarifa social a la electricidad no reflejó el costo de oportunidad social de los usuarios, entendiendo este como *la tarifa* que refleja lo que le cuesta a la colectividad la presencia de cada usuario en la red eléctrica. En otras palabras, se busca determinar si la tarifa social es equivalente a su costo marginal, punto en el cual se maximiza el beneficio del productor y del consumidor, para después analizar los principales indicadores financieros del INDE, para determinar si existieron restricciones financieras derivadas de este subsidio, así como establecer si derivado de la tarifa social, la oferta de energía eléctrica y el precio no regulado de ésta sufrieron alteraciones.

Los objetivos que se persiguen con el presente trabajo, son establecer los efectos económicos de la aplicación de la Ley de la Tarifa Social en el INDE y determinar los costos y beneficios económicos de este subsidio, así como caracterizar su mecanismo de transmisión. Por otra parte, se expone el comportamiento del sector eléctrico en Guatemala durante el período 2001-2004, se establecerá y tipificará a la población beneficiada con la tarifa social, así como también el beneficio económico recibido por los usuarios que durante dicho período tuvieron consumos mensuales menores a los 300 Kwh.; además se determinará el precio de equilibrio para los consumidores de energía eléctrica. Para finalizar, se presenta un posible escenario derivado de la reducción del rango de consumo máximo de la Tarifa Social.

El desarrollo de dicho análisis, se divide en cuatro capítulos e información anexa, cuyo contenido abarca fundamentalmente lo siguiente:

El primer capítulo presenta el marco teórico donde se sustenta el presente trabajo, el cual presenta las categorías, leyes y conceptos de la teoría marginal, los monopolios, el papel del Estado respecto a los servicios públicos, los subsidios, las fallas del mercado, el enfoque marginal de tarificación para el servicio de energía eléctrica, el costo de oportunidad social y costo de oportunidad.

El segundo capítulo, se refiere a la caracterización del sector eléctrico guatemalteco, partiendo de una descripción de los sectores de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, además lo relacionado con la cobertura eléctrica a nivel nacional. Por otra parte, se analiza el entorno institucional y legal que rige el sector eléctrico, derivado de la reforma a la que se sometió a mediados de la década de los noventas; se describe la estructura legal y organizacional del INDE y se expone el marco legal donde funciona la Ley de la Tarifa Social.

En el capítulo tres, se inicia exponiendo el sistema de fijación de tarifas para los usuarios de baja tensión simple; seguidamente, se hace una diferenciación del segmento de consumidores de la electricidad que son afectados de dicha Ley; en tercer lugar, se hace un análisis de las tarifas con y sin subsidio, y se define el precio spot y su comportamiento. En cuarto lugar, se determina el mecanismo de transmisión por el cual dicho subsidio se ejecuta, para finalizar con la caracterización microeconómica de la demanda de energía eléctrica.

El capítulo cuatro contiene lo referente al efecto económico y financiero de la Ley de la Tarifa Social en el INDE así como en el mercado eléctrico nacional, el cual se hace por medio del costo de oportunidad social, el costo de oportunidad, el desequilibrio presupuestario y las razones financieras del INDE. Posteriormente se expone una evaluación de la oferta de energía eléctrica y el precio no regulado de ésta en el subsector eléctrico guatemalteco, para evaluar si tuvo algún efecto la aplicación de la tarifa social. Además, se presenta un análisis del segmento de la población beneficiada con esta Ley, para finalizar con un posible escenario de ingresos y gastos por la transacción de energía eléctrica, por parte del INDE, derivado de una reducción en los límites del consumo en Kwh. que establece dicha Ley.

Capítulo I

Marco teórico

Una de las principales disyuntivas a las que se enfrenta un gobierno es la de la eficiencia y equidad. Como se supone, el mercado podría lograr por sí solo la eficiencia, sin embargo se requiere de la presencia del gobierno para alcanzar resultados equitativos mediante sus políticas distributivas y para solucionar aquellos casos donde el mercado no puede llegar a resultados eficientes, tales como externalidades, monopolios naturales, bienes públicos, etc. Para el presente caso, la energía eléctrica como servicio público presenta características de monopolios naturales, lo cual propicia que sea regulado por el Estado.

Dentro de este contexto, el mercado de energía eléctrica, representa en estos tiempos un eje clave en el desarrollo tanto de las industrias como de la sociedad en general. Está de más decir que una parte importante en los costos variables o gastos de cualquier empresa u hogar están determinados por el precio de la energía eléctrica, debido a que la mayoría de procesos productivos o aparatos modernos necesitan de dicho suministro para su funcionamiento. En este sentido, el modelo de mercado eléctrico asume relativa importancia, en específico las tarifas eléctricas, ya que éstas son los enlaces entre el mercado eléctrico y la sociedad, siendo una parte importante de la competitividad de una sociedad.

En Guatemala a partir del año 1997, las tarifas eléctricas son reguladas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-. La factura mensual de energía eléctrica para los

usuarios de Baja Tensión Simple -BTS- (usuarios con demanda máxima de potencia menor a 100Kw), se conforma por el cargo por consumidor, y el cargo por energía.

El cargo por consumidor comprende los costos por supervisión, mano de obra, materiales, medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad, y el cargo por energía, se refiere al precio por Kwh. establecido por la CNEE para cada una de las distribuidoras.

Sin embargo, además de las tarifas normales, a partir de enero de 2001, existe para los usuarios con consumos mensuales menores a los 300 Kwh. una subvención (tarifa social) por parte del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, el cual permitió que dichos usuarios pagaran una cuota equivalente al 41.86% (promedio de las tres principales distribuidoras durante el período 2001-2004) a la pagada con tarifa no social.

1. Función del Gobierno

En el análisis económico se pueden distinguir dos tipos de enfoques: el positivo y el normativo. Basándose en el análisis positivo, lo que realmente interesa es responder “el cómo es” tomando en cuenta los aspectos puramente teóricos que predice la teoría. Por otro lado, el enfoque normativo se basa en aspectos más subjetivos centrando su corriente de análisis en “lo que debería de ser”.

Tomando en cuenta el enfoque normativo, desde una perspectiva macroeconómica, el gobierno tiene la responsabilidad de promover a través de su política económica, la eficiencia en el uso de los recursos productivos, lograr una distribución equitativa del ingreso y mantener la estabilidad del sistema económico.

Desde el punto de vista económico, cuando se presenta una imperfección o falla en los mercados se justifica la intervención del Estado. Hay básicamente dos formas en las que el Estado puede intervenir: mediante la regulación o con la producción de los bienes y servicios por su propia cuenta. El fin último de dicha intervención es llevar a la economía a un resultado que sea óptimo desde el punto de vista de Pareto¹.

¹ La definición del óptimo de Pareto es la siguiente: Sea P un problema de optimización múltiple-objetivo, se dice que una solución S1 es pareto-óptima cuando no existe otra solución S2 tal que mejore en un objetivo sin empeorar en otro.

Ya que sobrepasa los alcances y objetivos del presente trabajo, se dan por demostrados los fundamentos microeconómicos necesarios para el análisis de la regulación, a saber: el cumplimiento de los supuestos técnicos y de mercado del sistema de mercado competitivo, la eficiencia de Pareto, los teoremas del bienestar, el principio de soberanía del consumidor y otras eficiencias. Además se supone la posibilidad de construir una función de bienestar social que garantice el cumplimiento de los gustos y preferencias de los individuos, conjuntamente con la eficiencia de los mercados y la equidad.

2. Principios básicos de la regulación tarifaria

Con la creación de un organismo regulador de tarifas (CNEE) se pretendió garantizar a los usuarios precios justos, indiscriminación, etc., además controlar el interés lucrativo que poseen algunos empresarios. Dicha regulación se basa en los siguientes principios²:

1. Igualdad de condiciones para los usuarios.
2. Continuidad en la prestación del servicio.
3. Servicio al costo: el marco legal debe establecer una regulación tarifaria que permita a las empresas reguladas operar cubriendo sus costos, más una ganancia.
4. Regularidad y calidad.

Este trabajo de investigación propone el *costo de oportunidad social* como una opción de medida de regulación tarifaria, ya que cumple con los principios enumerados anteriormente.

3. Costo de oportunidad social

Esta metodología de estimación de la tarifa eléctrica, está basada en la *teoría marginal*. Esta explica el comportamiento de la economía en forma microeconómica, lo que puede definirse como el análisis de lo que pasa cuando ocurren pequeños cambios en relación con lo que era antes”.³ Es decir que la teoría marginal, se basa en el análisis de lo que pasa cuando ocurren pequeños cambios relacionados con el status quo.

² Hernández, J., Sánchez, A. y Calderón, A. Fallas en la regulación de las tarifas eléctricas. 2005

³ Miller, Roger Leroy, Microeconomía Moderna. Séptima edición. Pág. 12.

La tarificación basada en la teoría marginal recibe el nombre de Costo de Oportunidad Social, y se basa en la teoría del rendimiento social⁴ del Nóbel en Economía, Maurice Allais, donde la gestión económicamente óptima (maximización del rendimiento social) se logra efectivamente cuando: 1) el **costo medio** de cada producto es efectivamente mínimo; y 2) cada producto o servicio se vende al **costo marginal**. El costo de oportunidad social es un esquema tarifario de enfoque marginalista y en un sentido teórico “se basa en el principio de cobrar al usuario un precio que refleje lo que le cuesta a la colectividad la presencia de dicho usuario en la red eléctrica. Esta metodología es utilizada para calcular las tarifas eléctricas al público en general, en diferentes países, tales como Francia y Suiza, entre otros”.⁵

De acuerdo a esta teoría, con la asignación del precio al costo marginal, se logra un óptimo social. En este sentido, el interés general será maximizado sólo si el precio es igual al costo marginal de largo plazo; en ese caso el excedente colectivo (renta del productor y renta del consumidor) es máximo.

Los criterios utilizados para la determinación de la estructura de precios y tarifas del sistema energético deben responder a los objetivos fijados dentro de la formulación de la política de precios (que se supone, responden a los objetivos de la política energética y socioeconómica de largo plazo que se consideren pertinentes).

3.1. El Principio del Costo Marginal.

El fundamento teórico del principio de costo marginal como criterio para la fijación de los precios de la energía se deriva de los desarrollos teóricos de la Economía del Bienestar. “Aún cuando los primeros trabajos dirigidos a fin de aumentar rigurosamente el uso del principio del costo marginal en la regulación de los monopolios naturales pueden ser ubicados hacia fines de la década de los años veinte, tanto los desarrollos teóricos más generales como las primeras experiencias de aplicación se derivan de la escuela francesa de la posguerra”.⁶

⁴ Esta teoría se basa en los postulados neoclásicos los cuales establecen que el precio debe ser igual al costo marginal para lograr tanto una asignación óptima de los recursos como una inmejorable asignación de recursos.

⁵ Rodríguez, V. y Sheinbaum, C. El sistema de precios de la electricidad en México: Problemas y Soluciones. Pág 222. Distrito Federal, México. 2002

⁶ Pistonesi, H. Política de precios de la energía” Pág. 13. CEPAL, Santiago de Chile, 2004.

Desde fines de la década del 60 y particularmente luego de la primera crisis del petróleo se multiplicaron los trabajos teóricos y aplicados sobre el uso del principio del costo marginal como criterio económico para la regulación tarifaria, particularmente en el sector eléctrico.

El uso del criterio del costo marginal se relaciona con el objetivo de la asignación eficiente de los recursos tal como se definió anteriormente. En efecto, en un contexto socioeconómico perfectamente competitivo, la igualación de los precios de los bienes con los respectivos costos marginales es una condición necesaria para alcanzar el óptimo social, es decir la asignación eficiente de los recursos. Por otra parte, dentro de ese contexto competitivo, las empresas son técnicamente o productivamente eficientes y, el libre acceso al mercado hace que esa mayor eficiencia productiva sea trasladada a los consumidores bajo la forma de menores precios.

En consecuencia, y siempre dentro de ese modelo competitivo ideal, la demanda es abastecida al mínimo costo, en términos de los recursos disponibles. Al mismo tiempo, los precios de los recursos traducen exactamente el costo de oportunidad o la escasez relativa de los mismos.

A partir de estos teoremas de la teoría microeconómica neoclásica se deriva el corolario que expresa que: a fin de promover la asignación eficiente de los recursos, todo monopolio público, situado en un contexto competitivo, debería fijar el precio de su producto a nivel del costo marginal, aunque se conoce que los monopolios, hasta cierto punto establecen los precios y la oferta y los precios nunca alcanzan su costo marginal.

El costo marginal de largo plazo de la energía eléctrica tiene tres componentes:

- i) El costo marginal de energía.
- ii) El costo marginal de capacidad de generación.
- iii) El costo marginal de capacidad de transmisión y distribución.

Partiendo del anterior postulado, se puede realizar una estimación de la tarifa eléctrica de acuerdo a un marco teórico marginalista (costo de oportunidad social), y compararla con la tarifa subsidiada. De dicha comparación se desprenden coeficientes que ayudan a medir el diferencial relativo entre las tarifas calculadas con diferente metodología.

4. Fallos del mercado

Dejando de lado el tema específico de regulación, sabiendo de antemano que la regulación es el mecanismo mediante el cuál el gobierno busca un resultado eficiente, ya que en presencia de imperfecciones de los mercados éste no puede lograrlo, hay que identificar dichos problemas o fallos en los que el mercado no cumple su función de asignar de manera eficiente los recursos y por lo tanto no se alcanza un resultado óptimo desde el punto de vista de Pareto, los fallos de mercado más representativos se exponen a continuación:

Externalidades: cuando el consumo o producción de un bien o servicio afecta a terceros; estos efectos implican que hay costos o beneficios económicos vinculados a intercambios en la economía que no están siendo debidamente compensados a los precios de libre mercado.

Bienes públicos: constituyen bienes no excluyentes ni rivales en su consumo, que responden a necesidades colectivas, y reclama la intervención pública. Su consumo es *no excluyente*, en tanto el consumo de un individuo no disminuye las cantidades disponibles del mismo para el consumo de los demás, y es *no-rival* pues no se puede excluir a nadie del uso de ese bien, es decir, está en igual disponibilidad para todas las personas. Estos bienes representan un problema para el mercado, que solamente se preocupa por la producción de bienes de acuerdo a la demanda individual de cada individuo y no al colectivo.

Economías de escala: muchas veces, la producción de bienes se enfrenta a mejoras en la eficiencia de la producción a mayores escalas de planta, lo que lleva a una organización monopólica en vez de producción en competencia, pues lleva al desarrollo de una estructura de costos más atractiva para el productor (*monopolios naturales*). Determinar el precio al que deben vender los monopolios naturales es un problema que requiere la intervención pública, de modo que se evite el aprovechamiento de su poder de mercado y que se alejen de los precios de eficiencia.

Objetivos de equidad: el problema de la “correcta y justa” repartición de los ingresos y recursos en la economía, no es un problema que resuelva el mercado. La valoración social de las asignaciones y redistribuciones del ingreso es un problema que sólo la intervención pública puede resolver. Un ejemplo típico lo constituye la decisión de una sociedad de

dotar a toda la población de ciertos servicios, aún a pesar de que represente un costo mayor o resulte ineficiente.

También hay que considerar que hay supuestos que no se cumplen en el análisis de mercados y que se tienen que considerar como fallos del mismo. Uno de los supuestos en los que se basa el análisis de la teoría neoclásica es que los productores y consumidores poseen información perfecta. Sin embargo en un mundo plagado de incertidumbre, debido a que es difícil o casi imposible saber el resultado de hechos futuros, los agentes económicos basan su comportamiento en expectativas subjetivas de lo que ellos creen que será el resultado de cualquier decisión. Las expectativas por parte de los consumidores introduce el tema del riesgo debido a que al no conocer los resultados de cualquier acción los agentes económicos deben de tomar en cuenta el hecho de que el resultado final no sea el esperado. Esto hace que los resultados de eficiencia y equidad que proponen los teoremas del bienestar sean cuestionables si se toman en cuenta el funcionamiento de mercados que no funcionan tal y como lo predice la teoría neoclásica.

Una de las críticas a los teoremas del bienestar proviene de Stiglitz (1994.), quien justifica la actividad del sector público, poniendo en duda las bondades de los dos teoremas del bienestar y afirma que los fallos de mercado, lejos de ser excepciones, son una regla general. Critica el primer teorema porque los problemas de información que afectan las decisiones económicas impiden que el mercado, como modelo, conduzca a soluciones óptimas y estos problemas no son excepciones, y son los siguientes:

a. No es posible la existencia de mercados completos, que cubran todos los riesgos inherentes a los intercambios presentes y futuros. Un ejemplo típico sería el caso de la generación eléctrica, cuyas inversiones sitúa a varios años el retorno de las inversiones. Aunque es posible cubrir y sopesar la incertidumbre a través de los mercados financieros, no todos los riesgos pueden ser cubiertos ni anticipados y en consecuencia, los mercados no pueden ser completos.

b. La información imperfecta genera problemas de selección adversa, en tanto los agentes económicos buscan aprovechar las asimetrías de información para obtener beneficios. En el caso de la generación eléctrica, un caso típico lo representan los contratos a largo plazo entre generadores y consumidores, que puede provocar la expulsión del mercado de los generadores con tecnologías más caras e ineficientes, pero

más flexibles ante cambios en la demanda como son los generadores térmicos. Ya que los consumidores no tienen información sobre este tipo de detalles, éstos no pueden elegir, en caso de que estén dispuestos a pagar un precio más alto, con tal de disponer de una mayor flexibilidad para alterar su demanda.

c. Existen problemas de “riesgo moral” o manipulación de comportamientos.

Un ejemplo similar al anterior proviene de las centrales de generación térmica, las cuales pueden aprovecharse de los problemas de información, si las centrales eléctricas no distinguen entre las energías caras y flexibles y las baratas e inflexibles, cuando, una vez pactado un contrato de generación eléctrica a un precio mayor (que compensa la flexibilidad), se pueden ver tentadas a sustituir las tecnologías más caras por otras más eficientes pero inflexibles, por lo que el consumidor podría estar pagando por una flexibilidad que la empresa no está produciendo.

Si bien, es criticable el uso de ejemplos específicos, Stiglitz defiende sus postulados al decir que aún en el caso de costos derivados de problemas de información no muy relevantes, implican costos de corrección de las asimetrías de información pequeños, pero que distorsionan el resultado de cualquier modelo de equilibrio general.

En el caso del segundo teorema del bienestar, Stiglitz centra su atención en la imposibilidad de calcular las transferencias para alterar las asignaciones entre sectores, de acuerdo con la distribución de riqueza presente y futura; además de que cualquier redistribución de la riqueza implica un costo en términos de gestión o administración, o por efectos distorsionantes del comportamiento en decisiones de ahorro y trabajo, lo que genera ineficiencias.

5. Subsidio

En términos generales se puede definir un subsidio como el gasto o la exoneración que realizar un gobierno, en dinero o en especie, en beneficio de empresarios o consumidores, sin que al mismo tiempo el gobierno reciba una compensación igual o equivalente. El Estado guatemalteco, para promover tarifas eléctricas más baratas para los consumidores de menores ingresos, implementó un subsidio al consumidor llamado tarifa social (TS), el cual respondería al diferencial entre el costo marginal y la pérdida del generador.

“Teóricamente los subsidios forman parte de los mecanismos de aplicación de la política fiscal, afectando directamente el gasto público. Los subsidios, al igual que las transferencias, son aportes del gobierno a la renta de las personas; o sea que funcionan como un redistribuidor de la renta; en todo caso, los gastos se deben orientar al mejoramiento material del segmento más necesitado de la sociedad.

La valoración de un subsidio se puede hacer siguiendo diversos criterios. Una alternativa es identificar los subsidios que aparecen en el gasto social del presupuesto de gobierno. Pero existen subsidios que no son presupuestados y se omiten algunas actividades que generan subsidios. Por ejemplo, los controles de precios de bienes de consumo, la exoneración de impuestos a las empresas, y las transferencias realizadas hacia determinadas empresas para cubrir el déficit, las cuales no se identifican como subsidios”.⁷

Los subsidios directos se han usado extensamente para combatir la pobreza de algunas capas de la población; “la experiencia histórica muestra que ellos son incapaces de eliminarla, pues crean desincentivos a la actividad productiva y dependencia, siendo útiles en la práctica sólo como paliativos de corto plazo ante situaciones de emergencia”.⁸

Los subsidios, están diseñados para que cierto segmento o la población entera puedan consumir un bien o servicio a precios menores a los que dictaría el mercado, siendo el Estado (en un esquema benefactor) el responsable de sufragar el diferencial entre ambos precios. En el caso de la TS a la electricidad, en efecto, se produce una disminución de la tarifa eléctrica para los usuarios con consumos mensuales menores a los 300 Kwh., la cual repercutió de forma negativa en el INDE, dado que dicha Institución fue la responsable de pagar la diferencia entre las tarifas subsidiadas y tarifas normales.

Los efectos negativos de los subsidios según recientes estudios,⁹ son: el endeudamiento excesivo para financiarlo, el incremento del déficit público, pérdida de eficiencia y productividad, y fallas en la metodología para aplicarlos.

⁷ Impacto Social de la Política de Subsidios Sociales Básicos (1982-1999). Universidad de Cuenca, Ecuador. 2001.

⁸ Concepto de página web. www.eumed.net

⁹ Rodríguez, V. y Sheinbaum, C. El sistema de precios de la electricidad en México: Problemas y Soluciones. Pág 220. Distrito Federal, México. 2002

6. Costo de oportunidad

Por aparte, se puede realizar un análisis de los subsidios por medio del costo de oportunidad; entendiéndolo como la alternativa a la que se renuncia por la elección de otra opción. Aplicado a la sociedad, según Paul Samuelson, ésta sólo utiliza de una manera más eficiente sus recursos cuando el precio es igual al coste marginal en todos los sectores.

Siguiendo con Samuelson, los costes comprenden, además de los gastos monetarios explícitos, los costes de oportunidad que se derivan del hecho de que los recursos pueden utilizarse con otros fines.

El costo de oportunidad, para el presente trabajo, se relaciona con los trabajos de electrificación rural del INDE, teniendo en cuenta que la Ley Orgánica del INDE en su artículo 24 establece que por lo menos el 50.00% de su excedente financiero deberá invertirse en programas de electrificación rural. Por otra parte, el Artículo 129 de la Constitución Política de la República “declara de urgencia nacional, la electrificación del país...”.

Por último, la repercusión (negativa o positiva) que podría tener la aplicación de un subsidio a la electricidad podría ser de diferentes formas, sin embargo una de las maneras que mejor se ajusta a la realidad de una empresa son las razones financieras. Dichas razones ayudan a analizar ciertos componentes básicos de cualquier persona o empresa, tales como la liquidez, la rentabilidad y la deuda. Sin embargo, también se puede realizar un análisis del presupuesto, a través del estado presupuestal de dicha Institución a efectos de observar cuáles rubros resultaron indirectamente afectados por la aplicación del subsidio.

Capítulo II

El sector eléctrico en Guatemala

En este capítulo se caracteriza al sector eléctrico guatemalteco, su entorno institucional y algunas generalidades del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, lo cual sirve de marco general para analizar los efectos económicos en dicha institución derivado de la aplicación de la Ley de la Tarifa Social al consumo de energía eléctrica en Guatemala.

1. Caracterización del Sector Eléctrico Guatemalteco.

El sector eléctrico nacional, comprende subsectores específicos de generación, transmisión y distribución, los cuales presentan diversas formas de organización y tipos de mercado.

A continuación se hace una descripción de cada subsector y la evolución de la cobertura eléctrica.

Sector Generación.

La actividad de generación de energía eléctrica en Guatemala hasta el año 2004, se desarrolló con 19 empresas, de las cuales 18 son de capital privado y 1 de capital estatal, estas empresas generaron en el año 2004 un total de 7,795,161 Mwh., se dividen en las conectadas al Sistema Nacional Interconectado -SNI- y las pertenecientes al Sistema Aislado (Petén).

Las plantas generadoras, pertenecientes al INDE (capital estatal) son 14, mientras las cogeneradoras asociadas son 10, las cuales para el año 2004 generaron 1,891,501 Mwh. y

1,690,360 Mwh., respectivamente, sumando 3,581,861 Mwh. Dichas empresas se dividen por tipo de tecnología y de administración así:

Cuadro 1
*INDE: Generación de Energía Eléctrica por Planta Generadora
 Por Tipo de Tecnología y de Administración
 En Mwh.
 2004*

Plantas Propias		%	Cogeneradores		%
Tipo de tecnología/ Planta	Generación neta		Tipo de tecnología/ Planta	Generación neta	
Total	1,891,501	100.00	Total	1,690,360	100.00
Hidroeléctrica	1,855,844	98.11	Hidroeléctrica	275,562	16.30
Chixoy	1,309,968		Río Bobos	-	
Aguacapa	246,604		Secacao	98,703	
Jurún Marinalá	199,552		Pasabién	39,258	
Los Esclavos	49,215		San Jerónimo	786	
El Salto	6,538		Matanzas - San Isidro	85,398	
Santa María	30,371		Fabrigas	51,417	
El Porvenir	10,298		Térmica	1,195,273	70.71
Chichaic	3,298		EEGSA	1,195,273	
Térmica	1,467	0.08	Geotérmica	160,036	9.47
(Escuintla) vapor 2	-		Orzunil	160,036	
(Escuintla) Gas 2	951		Sistema Aislado	59,489	3.52
(Escuintla) Gas 3	-		Inteccsa	49,662	
(Escuintla) Gas 4	-		Coelci	9,827	
(Escuintla) Gas 5	516				
Geotérmica	34,190	1.81			
Calderas	34,190				

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, INDE.
 Nota: Generación neta es 3,581,861 Mwh.

Por su parte las empresas privadas, como se mencionó anteriormente, suman 18, las cuales para el año 2004 generaron un total de 4,213,300 Mwh., y se dividen por tipo de tecnología de la siguiente forma:

Cuadro 2
*Guatemala: Generación de Energía Eléctrica por Empresa Generadora Privada
 Por Tipo de Tecnología
 En Mwh.
 2004*

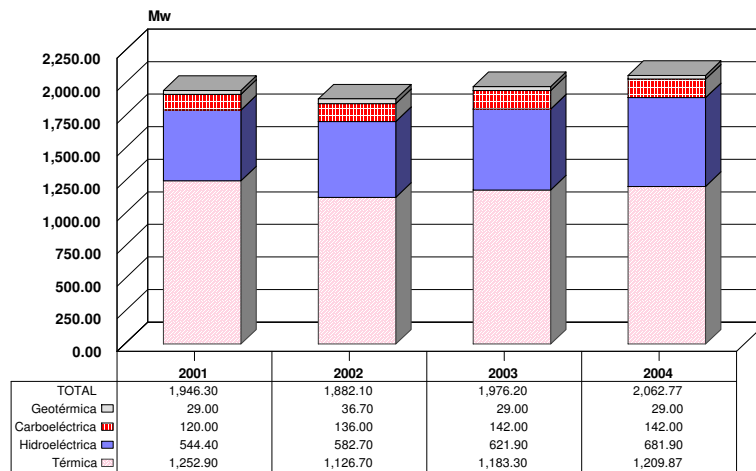
Tipo de tecnología/ Nombre	Generación neta
Total	4,213,300
Hidroeléctrica	300,980
COMEGSA (Las Vacas, Posa Verde)	270,160
Secacao	21,350
Pasabién	9,470
Térmica	2,882,370
Duke Energy International Guatemala	1,188,790
Poliwatt Limitada	652,960
Ingenios azucareros*	590,480
Puerto Quetzal Power LLC	174,800
LAGOTEX	96,230
GENOR	82,210
SIDEGUA	78,790
EEGSA (Tampa y Laguna)	1,860
Otros (CECSA, ELECNO)	16,250
Carboeléctrica	1,029,950
San José	1,029,950

* Los Ingenios Azucareros incluye: Madre Tierra, Santa Ana, Concepción, Magdalena y Pantaleón

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, INDE.

Respecto al tipo de tecnología que se ha utilizado en Guatemala para la producción de energía eléctrica, destacan las de tipo hidráulico y térmico, las cuales fueron las únicas hasta 1998, año en el cual entró en operación la primera central geotérmica generadora de energía eléctrica. Posteriormente en el año 2000, entró en operación la Carboeléctrica San José, ubicada en el Departamento de Escuintla, la cual diversificó el tipo de tecnología para la producción de energía eléctrica. La gráfica 1 muestra la evolución de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica del año 2001 al 2004, por tipo de tecnología.

Gráfica 1
Evolución de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología
En Mw.
2001-2004

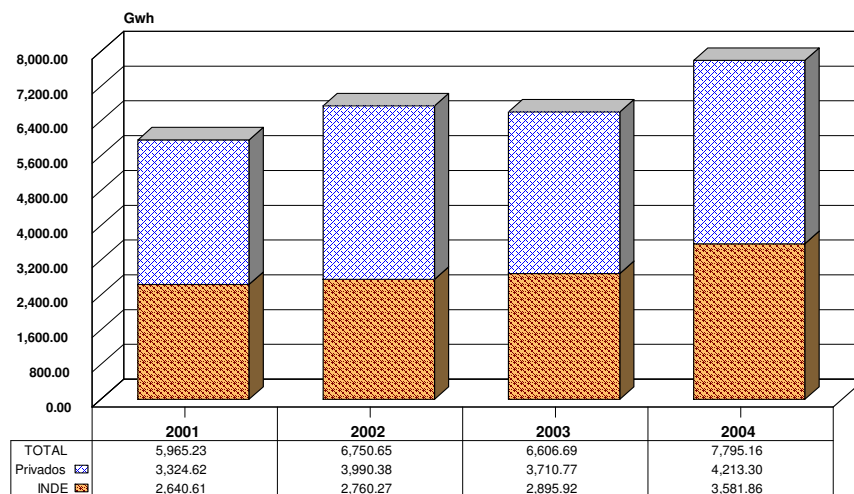


Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-

Para el año 2004, la capacidad instalada fue de 2,062.77 Mw. y se apoyaba casi exclusivamente (91.71%) en el tipo térmico e hidráulico, representando el 58.65% y 33.06%, respectivamente.

Por otro lado, dependiendo del origen de su capital, se pueden distinguir dos grandes categorías: Por un lado se encuentra la participación estatal por medio de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE y por el otro, las plantas generadoras de capital privado. Esta proporción se ha comportado de la siguiente forma:

Gráfica 2
Evolución de la Generación de Energía Eléctrica por Origen del Capital (Gwh.)
2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos del INDE y del Administrador del Mercado Mayorista.

La producción de energía eléctrica, durante el período 2001 a 2004, se incrementó en un promedio de 7.30% anual, derivado de incrementos en la inversión en el sector privado de generación, sobre todo en la de origen térmico (ver gráfica 1). Este incremento propició que la producción total de energía eléctrica en Guatemala, se ampliara en un 30.68%, pasando de 5,965.23 Gwh. a 7,795.16 Gwh. en dicho período.

Sector Transporte.

El sistema de transmisión es principalmente del Estado¹⁰, quien lo explota a través de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE). El sistema de transporte para 2004, presentó una red de líneas de transmisión de 2,797 Km., de los cuales 664 Km. corresponden a líneas de 230 Kw., 283 Km. a líneas de 138 Kw., y 1,850 Km. a líneas de 69 Kw.,. Esta red incluye una interconexión con el sistema de El Salvador. Además, cuenta con 59 subestaciones eléctricas de transformación de energía eléctrica, de las cuales 8 son de 230 Kw., 7 de 138 Kw. y 44 de 69 Kw. Estas instalaciones tienen capacidad de 2,778 Mw. de transformación anual.

En el 2004, la Empresa de Transporte y Control del INDE transportó un total de 1,327.24 Mw., por valor de Q259.90 millones.

Sector Distribución.

Para el año 2004 la distribución de energía eléctrica en Guatemala, se llevó a cabo por medio de varias empresas, siendo las principales la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), la Distribuidora Eléctrica de Occidente S.A. (DEOCSA) y la Distribuidora Eléctrica de Oriente S.A. (DEORSA)¹¹, quienes concentran el 93.18% de los usuarios, estas empresas operan bajo un sistema de cártel, ya que se realiza una repartición de mercados; el restante 6.80% es atendido por 14 Empresas Eléctricas Municipales de Distribución de Energía Eléctrica (EEM'S).

La EEGSA opera en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla, por su parte, DEORSA opera en los departamentos de: Santa Rosa, Jutiapa, Jalapa, Chiquimula, El Progreso, Zacapa, Baja Verapaz, Alta Verapaz, Izabal, Petén y parte de

¹⁰ El sistema de transporte y transformación de la electricidad, presenta regularmente situaciones de monopolio natural. En el mercado de transporte de energía, existe también la empresa Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC).

¹¹ El 80% de las acciones de la distribuidora EEGSA fue adquirido por el consorcio Iberdrola (49%), TECO Power Services (TPS) (30%) y Electricidad de Portugal (21%), mientras que el 80% de las acciones de DEOCSA y DEORSA fueron adjudicadas a Distribuidora Eléctrica Caribe, S.A., empresa constituida y de propiedad del Grupo Unión FENOSA.

Quiché; por su parte DEOCSA opera en los departamentos de: Suchitepéquez, Retalhuleu, Sololá, Chimaltenango, Quetzaltenango, Totonicapán, Huehuetenango, San Marcos, parte de Quiché, y de Escuintla. Además, de las Empresas Eléctricas Municipales.

Los municipios que cuentan con empresas eléctricas municipales, son los siguientes:

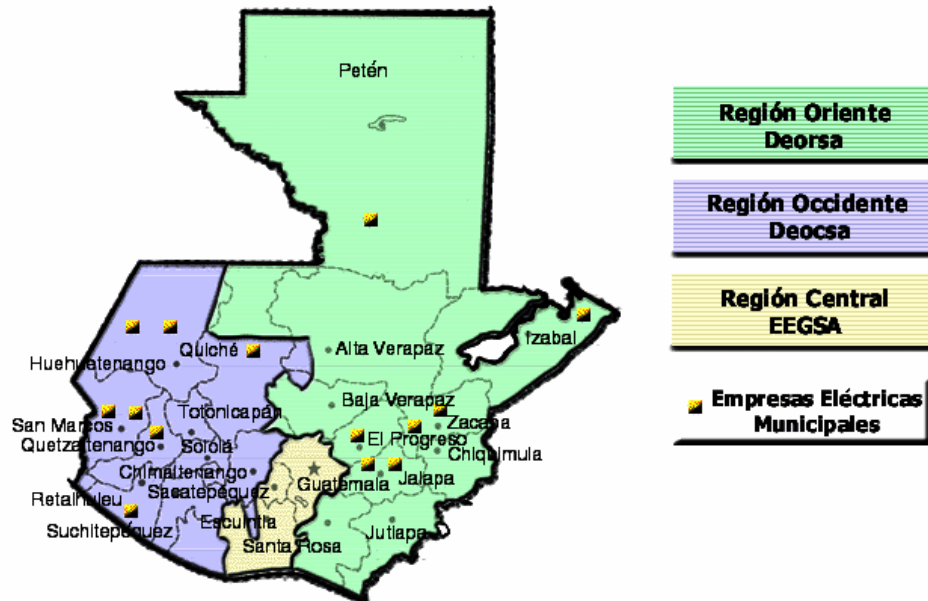
Cuadro 3
Empresas Eléctricas Municipales
2004

1. Huehuetenango	2. Zacapa
3. Gualán, Zacapa	4. Jalapa
5. Puerto Barrios	6. Guastatoya, El Progreso
7. Retalhuleu	8. Quetzaltenango
9. San Pedro Sac., San Marcos	10. San Marcos
11. Santa Eulalia, Huehuetenango	12. Joyabaj, Quiché
13. San Pedro Pinula, Jalapa	14. Sayaxché, Petén

Fuente: Elaboración propia con información del INDE

El siguiente mapa muestra la distribución geográfica de usuarios por empresa distribuidora.

Mapa 1
Distribución Geográfica de Usuarios por Distribuidora

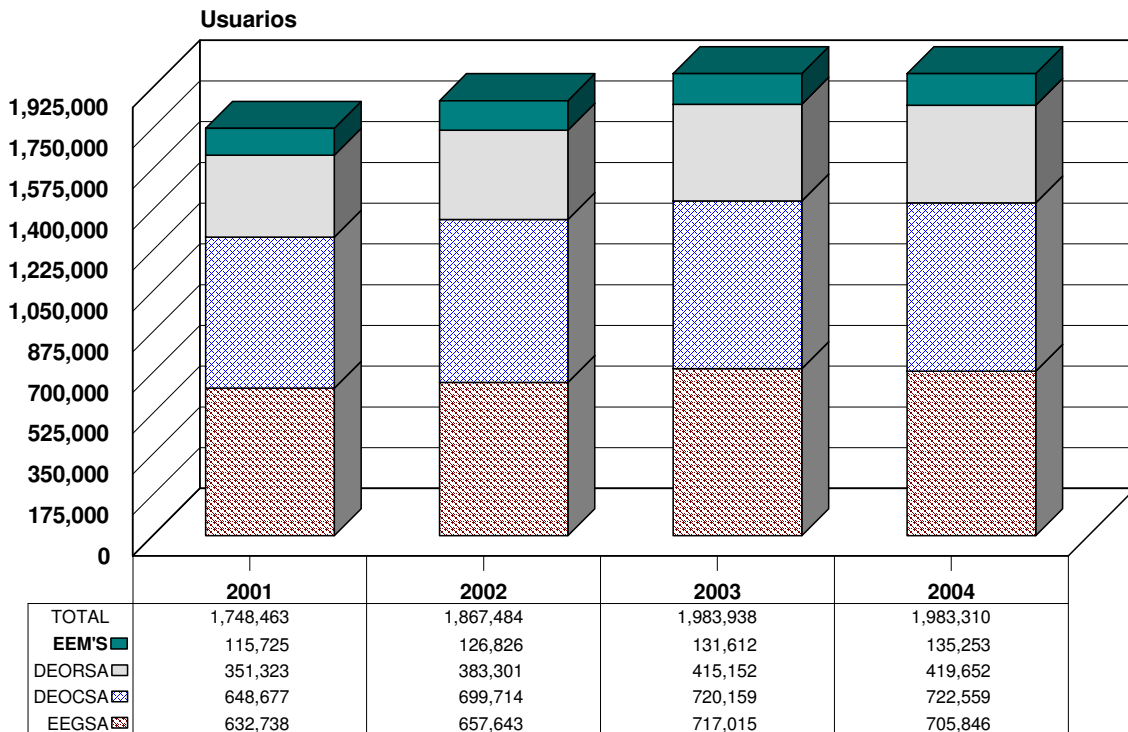


Fuente: INDE

De acuerdo a la CNEE, en el 2004, habían 1,983,310 usuarios que contaban con el servicio de energía eléctrica en toda la República. De éstos, la Empresa Eléctrica atendió

a 705,846 usuarios, DEORSA se encargó de 419,652 usuarios y DEOCSA sirvió a 722,559 usuarios. Por su parte, las 14 Empresas Eléctricas Municipales atendieron a 135,253 usuarios. La gráfica 3 muestra el número de usuarios por empresa distribuidora y su evolución del año 2001 al 2004.

Gráfica 3
Evolución del Número de Usuarios de Energía Eléctrica por Distribuidora
2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

El número de usuarios por empresa, se incrementó en diferentes proporciones entre los distribuidores, presentando DEOCSA la mayor cantidad de usuarios al final del período 2001-2004, derivado del Plan de Electrificación Rural -PER- (que administra completamente y ejecuta en parte el INDE), el cual se aplicó en mayor parte en áreas donde opera esta empresa. Durante el período de 2001 al 2004, el número total de usuarios aumentó en 13.43%. Por el lado de las distribuidoras, fue DEORSA con un incremento de 19.15% quien aumentó en mayor proporción el número de usuarios durante este período; le siguieron las Empresas Eléctricas Municipales con 16.87%, la EEGSA, con un 11.55%, y por último DEOCSA, con un aumento de 11.39%.

En Guatemala, de acuerdo con el documento “Estrategia de Reducción de la Pobreza 2004-2015”, elaborado por la Secretaría de Programación y Planificación de la Presidencia de la República (SEGEPLAN, 2003),¹² los usuarios de la energía eléctrica podrían clasificarse por consumo, así:

Cuadro 4
*Clasificación de los Usuarios de Energía Eléctrica
Año 2003*

CONSUMO	INGRESO MENSUAL	DESCRIPCIÓN DEL CONSUMO
0-24 Kwh.	Hasta Q999	Refrigeradora, plancha, radiograbadora, televisión y 3 focos de 25 vatios.
25-53 Kwh.	Q1,000 a Q1,999	Las anteriores más licuadora, calentador y 4 focos de 25 vatios.
54-115 Kwh.	Q2,000 a Q4,999	Las anteriores más estufa eléctrica, microondas, lavadora, equipo de sonido, videograbadora y 5 focos de 25 vatios.
116-265 Kwh.	Q5,000 a Q9,999	Todas las anteriores más horno eléctrico, computadora y 16 focos de 25 vatios.
266-365 Kwh.	Q10,000 a Q14,999	Todas las anteriores más procesador de alimentos y utiliza más horas de consumo.
366 Kwh. y más	Q15,000 a Q60,000	Todas las anteriores más secadora de ropa. Reporta más horas de consumo y utiliza entre 20 y 64 focos de 25 vatios en el hogar.

Fuente: Elaboración propia con datos de SEGEPLAN

El análisis de SEGEPLAN, estima que “el consumo de energía en un hogar que vive en pobreza extrema es de 24 Kwh./mes”. Una familia en este rango recibe un salario de Q521.25 mensuales.

Un hogar que vive en pobreza general tiene ingresos mensuales de hasta Q1,719.85 y su consumo promedio mensual de energía es de 53 Kwh./mes.

De acuerdo con INDE, para el año 2003, según la clasificación de usuarios por rango de ingresos, el 86.00% de los usuarios se encontraban en el estrato de ingresos familiares menores a Q10,000.00, equivalente a un consumo de energía eléctrica mensual de hasta 265 Kwh., y el resto de usuarios, con ingresos mayores a Q10,000.00 registraron un consumo mensual de energía eléctrica mayor a 286 Kwh. Dicha estratificación se presenta a continuación:

¹² Secretaría de Programación y Planificación de la Presidencia de la República -SEGEPLAN-. “Estrategia de Reducción de la Pobreza 2004-2015”, 2003, Guatemala.

Cuadro 5
Consumo Eléctrico por Rango de Ingreso
Año 2003

Ingresos en Q	Usuarios	Consumo Kwh/mes	% Usuarios Acumulado
0-999	436,328	24	22%
1,000-1,999	495,828	53	47%
2,000-4,999	526,579	115	66%
5,000-9,999	396,662	265	86%
10,000-14,999	79,332	365	90%
15,000-24,999	59,499	497	93%
25,000-39,999	39,666	516	95%
40,000-más	99,166	660	100%
Total	1,983,310		100%

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

Cobertura Eléctrica.

La cobertura de la red de electrificación en Guatemala, ha tenido un avance significativo a partir de 1999 con el Plan de Electrificación Rural (PER). Este plan se cancela con recursos de un fideicomiso por valor de US\$333.00 millones, integrado con fondos originados por la venta de la Empresa Distribuidora del INDE (EDEE), Bonos del Tesoro del Ministerio de Finanzas Públicas, ventas de acciones y los intereses que genera el capital del fideicomiso, así como financiamiento externo. La administración esta a cargo del "Comité Técnico del Fideicomiso"¹³, el banco fiduciario es el Banco Agrícola Mercantil de Guatemala y *The Bank of New York* de Estados Unidos de América, la cuenta principal del fideicomiso es una cuenta de inversión en dólares en *The Bank of New York*.

De esta forma, entre los años 2002 y 2003 se amplió la cobertura a 1,684 comunidades, que significa aproximadamente 183,940 hogares, beneficiando alrededor de 920,000 habitantes (8.00% de la población total del país).¹⁴

A pesar de existir un Plan de Electrificación Rural del año 2003 al 2004 se mantuvo en alrededor del 84.00%¹⁵ el número de hogares guatemaltecos que cuentan con servicio eléctrico. Para el año 2003, el 5.00% de los hogares del área urbana carecía de este

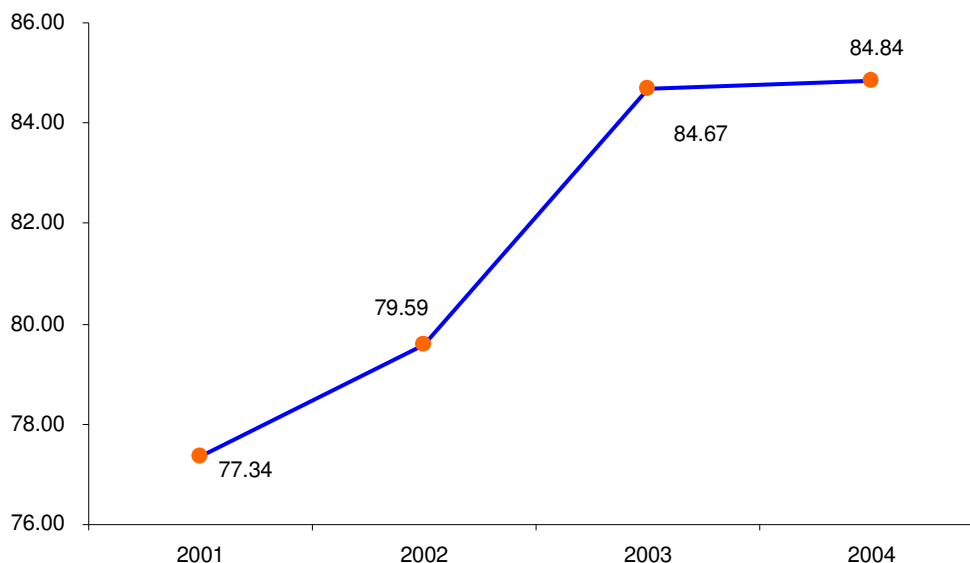
¹³ Este comité está formado por tres miembros; un representante del MEM, uno de INDE y uno de las Distribuidoras DEORSA-DEOCSA.

¹⁴ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. "Evolución del Índice de Electrificación 1995-2004", 2005, Guatemala.

¹⁵ Instituto Nacional de Electrificación (INDE). "Estadísticas del Sistema Nacional Interconectado 1999-2002". Pág. 15, 2004

servicio, y el 44.00% en el área rural.¹⁶ La gráfica 4 muestra la evolución del índice de electrificación en Guatemala de los años 2001 al 2004.

Gráfica 4
Evolución del Índice de Electrificación (%)
2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

2. Entorno Institucional del Sector.

Las instituciones que regulan el Sector Eléctrico en Guatemala, son básicamente, el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- y el Administrador del Mercado Mayorista -AMM-; estos dos últimos, producto de la reforma al sector eléctrico que se inició a mediados de la década de 1990.

Reforma del Sector Eléctrico.

El sector eléctrico guatemalteco inició a mediados de la década de 1990 un proceso de modernización en el que cabe resaltar: 1. La entrada en vigencia, a finales de 1996 de la Ley General de Electricidad (LGE)¹⁷ y su reglamento; 2. La reestructuración de las dos empresas eléctricas estatales: Instituto Nacional de Electrificación -INDE- y la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. -EEGSA- (en ese momento formada por capital privado y estatal); y 3. La privatización del segmento de la distribución de energía eléctrica y de una parte importante de la generación de la misma.

¹⁶ Instituto Nacional de Estadística (INE). "Encuesta de Condiciones de Vida (ENCOVI)", 2003, Guatemala.

¹⁷ Decreto 93-93 del Congreso de la República de Guatemala

La reforma del sector eléctrico en Guatemala, como en casi el resto de economías que tuvieron reforma en dicho sector,¹⁸ incluyó básicamente lo siguiente:

- Separación estructural de aquellas actividades que son consideradas competitivas (generación y distribución) de aquellas que se supone son monopolios naturales (transmisión);
- División de la capacidad instalada de generación entre varias compañías generadoras;
- Permitted la entrada de nuevos generadores al mercado;
- Garantizó la apertura y el acceso indiscriminado de los generadores a las redes de transmisión de energía;
- Permitted a los grandes consumidores (distribuidores y usuarios industriales) comprar electricidad directamente del generador de su elección;
- Regulación de las actividades de los monopolios naturales para prevenir abusos en el mercado eléctrico; y
- El establecimiento de mercados mayoristas, o mercado spot de electricidad para superar las limitaciones asociadas con el uso de contratos directos entre generadores y distribuidores.

Marco Institucional

La estructura del sector eléctrico guatemalteco, institucionalmente esta compuesto por el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista; incluyendo al INDE como la principal empresa de generación y transporte de energía eléctrica del mercado nacional y la única estatal.

El **Ministerio de Energía y Minas (MEM)** es la institución encargada de formular y coordinar las políticas del sector eléctrico, de la elaboración de planes y programas y de la aplicación de la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

La **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)** es un organismo autónomo que actúa como agente regulador de las actividades del sector eléctrico en general, y de la actividad de distribución en particular. Entre sus principales responsabilidades figuran: (i) controlar el cumplimiento de la ley y sus reglamentos; (ii) controlar la provisión de servicios

¹⁸ Doove, S. y Owen, G. "Price Effects of Regulation: International Air Passenger Transport, Telecommunications and Electricity Supply". The Productivity Commission. Págs. 81 y 82. Australia, 2001.

y obligar a su cumplimiento de acuerdo con los reglamentos vigentes, protegiendo los derechos de los usuarios; (iii) definir las tarifas sujetas a regulación; (iv) establecer las normas técnicas y fiscalizar su cumplimiento; (v) prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes del sector; e (vi) imponer penalidades ante el incumplimiento de las disposiciones del marco regulatorio.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- fue creada como un órgano del Ministerio de Energía y Minas, tiene independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, presupuesto propio y fondos privativos (tasa del 0.30% sobre la energía distribuida total, multiplicada por el precio del Kwh. residencial en la Ciudad de Guatemala). Sus funciones son: hacer cumplir la Ley e imponer sanciones a los agentes del mercado eléctrico guatemalteco, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas anticompetitivas y asegurar condiciones de competencia, determinar precios y calidad de prestación de los servicios de transporte y distribución, emitir normas técnicas y disposiciones para garantizar el libre acceso y uso de líneas de transmisión y redes de distribución.

Las autoridades de la CNEE son elegidas por el Ejecutivo, a razón de uno por cada una de las tres ternas propuestas por los rectores de las universidades del país, los agentes del mercado y los agentes del mercado mayorista.

La administración del Mercado Mayorista de Electricidad, está a cargo del **Administrador del Mercado Mayorista (AMM)**, el cual es un ente privado, sin fines de lucro, cuyas principales funciones son las de coordinar la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte; establecer precios de mercado de corto plazo (mercado spot), cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados; y, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

La Ley General de Electricidad define el Mercado Mayorista como “el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado”. La dirección del mercado mayorista de energía eléctrica esta a cargo del “Administrador del Mercado Mayorista”¹⁹, cuyas funciones son:

¹⁹ El organigrama del Administrador del Mercado Mayorista se presenta en el Anexo 1.

- a) La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista.
- b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
- c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Son agentes del Mercado Mayorista los generadores que tengan una potencia máxima de por lo menos 10 Mw., los distribuidores que tengan un mínimo de 20,000 usuarios, los transportistas que tengan una potencia firme conectada mínima de 10 Mw., los usuarios cuya demanda de potencia exceda los 100 Kw. así como los comercializadores, incluyendo importadores y exportadores que compren o vendan bloques de energía asociados a una potencia firme de por lo menos 10 Mw.

Entre los servicios que presta el AMM se encuentran: “Servicios de programación de la operación, despacho económico de carga de energía eléctrica, coordinación de la operación en tiempo real, cálculo de precios horarios de corto plazo de energía en el Sistema Nacional Interconectado y coordinación comercial y administración de las transacciones entre los agentes participantes del Mercado Mayorista”²⁰. Su máxima autoridad es la Junta Directiva, integrada por representantes de cada una de las agrupaciones participantes del Mercado Mayorista.

El **Instituto Nacional de Electrificación -INDE-** fue creado mediante el Decreto No.1287 del año 1957, del Congreso de la República, el 27 de mayo de 1959, donde se creaba la Institución que se dedicaba por completo a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, “que en ese entonces, era una función del Departamento de Electrificación, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas”.²¹

Con la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad en 1996, el INDE²² se reorganizó bajo un esquema de Corporación, con tres Empresas: La Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y la Empresa de Comercialización de Energía (ECOE), cada una a

²⁰ Administrador del Mercado Mayorista -AMM-, “Boletín No. 1”, Pág. 2, 1999, Guatemala.

²¹ Instituto Nacional de Electrificación -INDE-. “Manual de Inducción”, Segunda Edición. Pág. 3, 2002, Guatemala.

²² En el Anexo 1 se incluye el organigrama General del INDE para el año 2004.

cargo de explotar los negocios de generación, transporte y comercialización de energía eléctrica respectivamente. Las demás funciones empresariales, incluyendo, Finanzas, Recursos Humanos, Servicios Corporativos, Planificación, Electrificación Rural y las Asesorías Jurídica, Técnica y Auditoría Interna, operan bajo la Empresa matriz (Ente Corporativo) y sus servicios son compartidos por las Unidades ya mencionadas. Lo anterior implica que en la práctica, las tres empresas no son totalmente autónomas y dependen de la matriz para la asignación de recursos, entre otros, debido a que la mayoría de decisiones mayores competen al Consejo Directivo.

La Empresa de Generación de Energía Eléctrica -EGEE- se compone de tres unidades: administrativa financiera, de operación de plantas generadoras de energía eléctrica, y de inversión. Las plantas generadoras para el año 2004 produjeron 1,891,501 Mwh. de energía eléctrica y se componen en hidráulicas, térmicas y geotérmicas así:

Cuadro 6
*INDE: Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Planta Generadora
En Mwh.
2004*

Nombre	Tipo	Producción
	Total	1,891,501
1. Chixoy	Hidroeléctrica	1,309,968
2. Aguacapa	Hidroeléctrica	246,604
3. Jurún Marinalá	Hidroeléctrica	199,552
4. Los Esclavos	Hidroeléctrica	49,215
5. Santa María	Hidroeléctrica	30,371
6. El Porvenir	Hidroeléctrica	10,298
7. El Salto	Hidroeléctrica	6,538
8. Chichaic	Hidroeléctrica	3,298
9. Térmica Escuintla*	Termoeléctrica	1,467
10. Calderas	Geotermoeléctrica	34,190

* La Térmica de Escuintla incluye la planta de vapor 2, gas 2, 3, 4 y 5.
Fuente: Elaboración propia, con información del INDE.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE-, por su parte, se organiza con las siguientes dependencias: (i) Superintendencia de Operaciones; (ii) División de Control; (iii) División de Planeación e Ingeniería; y (iv) División Administrativa Financiera; todas ellas bajo la tutela de la Gerencia de la ETCEE, la cual a su vez cuenta con oficina de Asesoría Jurídica.

Por último, se encuentra la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica, la cual es la responsable de atender a los grandes clientes que demandan el suministro de potencia y energía eléctrica para su distribución, relacionadas con las transacciones de productos y servicios de energía eléctrica en el mercado mayorista nacional e internacional. En tal virtud, su actividad se concentra en compra y venta de energía eléctrica con carácter de intermediación.

Marco Legal del Sector Eléctrico.

Dentro del marco legal, destaca la Ley General de Electricidad y su Reglamento y también la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrico²³, que fue creada en el año 2000.

Ley General de Electricidad y su Reglamento

Esta ley se fundamentaba, entre otras cosas, porque la oferta eléctrica no satisfacía las necesidades de la mayor parte de la población. La deficiencia del sector eléctrico, representaba un obstáculo para el desarrollo integral del país, por lo que se hacía necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de energía, mediante la liberalización del sector. Y, que el Gobierno no contaba con los recursos necesarios para una empresa suficientemente grande que atendiera los requerimientos energéticos del país, por lo que se hacía necesaria la participación de inversionistas privados que apoyaran la creación de empresas relacionadas a la energía eléctrica y optimicen el crecimiento del sector eléctrico.

Un punto importante de esta Ley, es la referente a las incompatibilidades y separación de actividades, la cual establece que una misma persona individual o jurídica para efectuar simultáneamente las actividades de generación, transporte y/o distribución, deberá realizarlas a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Se exceptúan las líneas de transmisión secundaria (acceso al Sistema Nacional Interconectado -SNI-), permitidas para generadores y distribuidores y, para estos últimos, la generación hasta 5 Mw.

Además de la separación por tipo de actividad o actor, la Ley establece que: El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y cualquiera otra empresa que se dedicara a las actividades de generación, transmisión o distribución eléctrica, sea esta de capital privado

²³ Decreto 96-2000 del Congreso de la República de Guatemala.

o mixto separaran sus funciones y administración para ajustarse a los preceptos contenidos en esta Ley.

Respecto a la responsabilidad del suministro del servicio, la Ley General de Electricidad -LGE- dice: Los adjudicatarios de servicios de distribución final son responsables de la continuidad del suministro a sus clientes sometidos a la regulación de precios, pero en caso de rescisión de la autorización, el Ministerio de Energía y Minas intervendrá la empresa en forma provisional, si se comprometiere dicha continuidad. Se infiere que la responsabilidad para Grandes Usuarios con acceso al Mercado Mayorista, corresponde, en principio, al proveedor contractual.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (Art. 18), establece que el Distribuidor dejará de ser responsable del suministro a este tipo de consumidor en caso de racionamiento por insuficiencia de generación. Finalmente, el Art. 44 de la LGE establece como función del Administrador del Mercado Mayorista -AMM-, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica al país.

Con relación a los precios de la energía eléctrica, se establece que está sujeto a regulación lo siguiente:

- Transferencia de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores.
- Peajes a los que están sujetas las instalaciones de transporte y distribución.
- Suministros a usuarios de distribución final, con demanda inferior al límite reglamentario.

Las tarifas a usuarios del Servicio de Distribución Final serán determinadas por la CNEE, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución de una empresa eficiente. *Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.*

Por otro lado, en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Art. 82), se establece que los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel

de tensión, serán aprobadas por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente.

Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica

Antecedentes

En los años previos a la aplicación de la Tarifa Social, se pueden distinguir dos períodos: el primero, que abarca desde la creación del INDE en 1959 a 1996, donde el INDE era el propietario de las empresas de distribución que funcionan en el interior del país, la Empresa Eléctrica de Guatemala era una sociedad mixta, donde el Estado era el accionista mayoritario y no se había promulgado la actual Ley General de Electricidad; y el segundo, que abarca los años de 1997 y 2000, periodo durante el cual las empresas distribuidoras fueron privatizadas y no se aplicaba la tarifa social.

Durante el primer período, los pliegos tarifarios, así como los demás precios de los servicios que el INDE prestaba eran aprobados por el Consejo Directivo de Instituto, por solicitud del Gerente General de éste.²⁴

En el segundo período, durante los años 1997 y 1998 las tarifas fueron establecidas de acuerdo a la Ley General de Electricidad, mientras que durante los años 1999 y 2000, el INDE aplicó ajustes a las tarifas aprobadas por la CNEE. Dichos ajustes, consistieron en lo siguiente:

Cuadro 7
*Ajustes Tarifarios a los Consumidores de Energía Eléctrica
1999-2000*

Año 1999	Consumo de Usuarios hasta 650 Kwh./mes para ajustar la tarifa al consumidor final a 0.60 Q/Kwh.
Año 2000	Enero – Marzo: Consumo de usuarios hasta 650 Kwh./mes para ajustar la tarifa al consumidor final a 0.60 Q/Kwh. Abril- Diciembre: Consumo de usuarios hasta 300 Kwh./mes para ajustar la tarifa al consumidor final a 0.60 Q/Kwh.

Fuente: Elaboración propia con información de la CNEE

Estos ajustes, de acuerdo a datos del INDE, le significaron un costo en 1999 de Q110.75 millones y en el año 2000 un costo de Q369.65 millones.

²⁴ Decreto 64-94 del Congreso de la República de Guatemala. Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación, Artículo 16, incisos m y ñ.

La Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, fue aprobada mediante Decreto Legislativo 96-2000, de fecha 19 de diciembre del año 2000 y publicada en el Diario de Centro América el 2 de enero del año 2001.

La finalidad de esta Ley fue favorecer a los usuarios más afectados por el incremento de los costos en la producción de la energía eléctrica, derivado del aumento del precio internacional del petróleo. Esta Ley favorece a los usuarios con consumos mensuales de hasta 300 kilovatios hora –Kwh.-.

Principales Aspectos de la Ley de la Tarifa Social

A continuación se describen los principales aspectos que contiene esta Ley:

Emisión de Normas: La Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesaria para la implementación de la Tarifa Social para el suministro de energía eléctrica. Cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General y sus reglamentos.

Autorización: Las empresas distribuidoras deberán, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, realizar licitación abierta para la adquisición de potencia, cuyo destino sea abastecer a los consumidores que estén dentro de la Tarifa Social, conforme los términos de referencia que elaborare dicha Comisión.

Publicación: La Tarifa Social, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución -VAD-²⁵. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicará el pliego tarifario respectivo.

Aprobación: El VAD mencionado en el párrafo anterior, es aquel aprobado en los respectivos pliegos tarifarios de cada distribuidor.

Revisión de contratos: La CNEE deberá revisar los contratos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Igualmente, deberá realizar las

²⁵ Corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada. Artículo 71 LGE.

inspecciones físicas y de campo correspondientes para establecer las condiciones dentro de las cuales se presta el servicio de energía eléctrica.

Análisis de la Ley de la Tarifa Social

La Ley de la Tarifa Social, fue implementada en el año 2001, con el afán de beneficiar por medio de un subsidio otorgado por el INDE, a los usuarios del servicio de energía eléctrica que consumieran hasta 300 Kwh. /mes o un promedio diario de 10 Kwh. durante un mes, los cuales se entendía que integraban a la población de más bajos recursos del país. Este subsidio, se destinaba a facilitar la satisfacción de las necesidades sociales y productivas de la mayoría de la población guatemalteca.

Esta Ley especifica que es la CNEE la encargada de emitir las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesaria para implementar de mejor manera las tarifas subsidiadas.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica, deberán adquirir la potencia y energía por medio de licitación abierta, conforme los términos de referencia que elabora la CNEE. Y, el precio que se publica en los pliegos tarifarios (elaborados por la CNEE), deberán reflejar los precios de compra de la energía eléctrica más el Valor Agregado de Distribución (VAD)²⁶.

Tomando en cuenta que la Empresa de Generación de Energía del INDE -EGEE-, es la única empresa que ha presentado licitación para la venta de energía eléctrica para los usuarios de la Tarifa Social, se puede inferir que la tarifa social cobrada es determinada en última instancia por el INDE.

Cabe destacar, que en marzo del 2004, se rediseñó esta Ley, con el objetivo de que se continuara con el mismo subsidio, solamente a los usuarios que consumieran hasta 100 Kwh./mes, y con rangos escalonados diferentes (cada 25 Kwh./mes extra) a los usuarios que consumieran de 101 hasta 300 Kwh./mes. Este escalonamiento, sin embargo, fue evitado por un amparo ante la Corte de Constitucionalidad, promovido por la Procuraduría de los Derechos Humanos (PDH) en noviembre de ese mismo año, dejando sin efecto el escalonamiento efectuado. Es importante hacer mención que en marzo del 2005, la Corte de Constitucionalidad denegó en definitiva el amparo interpuesto por la PDH, estableciendo

²⁶ Corresponde al costo medio de proveer el servicio de distribución eléctrica y corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

nuevamente los escalonamientos a la tarifa de la energía eléctrica desde el mes de marzo de 2004.

A pesar de que esta Ley fue creada para favorecer a los usuarios regulados del servicio de distribución final, quienes se veían afectados debido a la dependencia del sector eléctrico de los productos derivados del petróleo, la misma no tiene incidencia en el problema de fondo del costo de la electricidad en Guatemala, atacando solamente la tarifa final, lo que ocasionó debilitamiento financiero del INDE durante el período 2001-2004, como resultado de la subvención que esta empresa realizó sobre los usuarios beneficiados con la tarifa social.

Ley Orgánica del INDE.

Actualmente el INDE está regido por su Ley Orgánica (Decreto Número 64-94 del Congreso de la República de fecha 7 de diciembre de 1994) y sus reformas, siendo sus aspectos más relevantes los siguientes:

El INDE es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, la cual goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica, y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materias de su competencia.

Sus fines y obligaciones principales, son los siguientes:

- Procurar que haya en todo momento energía eléctrica disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias y el uso de electricidad en las regiones rurales.
- Propiciar la utilización racional, eficiente y sustentable de los recursos naturales, a partir de fuentes energéticas nativas.
- Colaborar en la conservación de los recursos hidráulicos y del ambiente del país, que se relacionan con las áreas de sus plantas de generación eléctrica y sus proyectos, protegiendo sus cuencas, fuentes y cauces de los ríos y corrientes de agua, a través de la forestación y reforestación de las mismas.
- Cooperar en el aprovechamiento múltiple de los recursos hidráulicos, geotérmicos y otras fuentes del país para propósito de generar energía eléctrica, procurando la preservación del ambiente.
- Determinar técnica, económica y jurídicamente, el potencial hidroeléctrico geotérmico y de otras fuentes renovables.

- Participar en los programas, obras y proyectos de transacciones regionales e internacionales de electricidad y energía.
- Poner al servicio de empresas e instituciones generadoras y consumidoras de energía eléctrica, sus instalaciones de transmisión para prestar servicio de transporte de energía, percibiendo ingresos por la prestación de este servicio.
- Desarrollar la productividad y calidad institucional para garantizar un eficiente servicio al usuario.

Los órganos superiores del INDE son: El Consejo Directivo y la Gerencia General. El Consejo Directivo es la autoridad suprema del Instituto y, en consecuencia, le corresponde la dirección general de las actividades del mismo. Este órgano se integra con representantes de: el Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, Secretaría General de Planificación y Programación de la Presidencia -SEGEPLAN-, la Asociación Nacional de Municipalidades -ANAM-, de las asociaciones empresariales y de las asociaciones y/o sindicatos de trabajadores del país.

El Consejo Directivo del INDE define la estructura de su presupuesto y su contenido; la ejecución de éste se norma por la reglamentación interna.

La Gerencia General es el órgano ejecutivo del Instituto, tiene a su cargo la administración y gobierno del mismo y debe llevar a la práctica de acuerdo con las instrucciones que reciba del Consejo Directivo y/o las leyes aplicables, todas las decisiones que éste adopte.

En cuanto al régimen económico financiero, la Ley estipula que los bienes del Instituto forman parte del patrimonio del Estado. Por otra parte, el INDE posee presupuesto propio y fondos privativos, y su política financiera será la de capitalizar las utilidades netas que obtengan para destinarlas a la financiación y ejecución de sus planes de electrificación. El excedente financiero resultante, por lo menos el 50.00% deberá invertirse en programas de electrificación rural.

Respecto a los recursos económicos, la Ley Orgánica del INDE, establece que el patrimonio de éste, se destinará a la construcción, mantenimiento y operación de plantas hidroeléctricas o de cualquiera otra naturaleza, generadoras de energía eléctrica, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de redes de distribución.

Además, se especifica que el INDE administrará su patrimonio independientemente del Gobierno de la República y que estará sujeto a las disposiciones legales aplicables a los presupuestos de instituciones autónomas.

Capítulo III

Tarifas al consumo de energía eléctrica para usuarios de baja tensión simple

En el presente capítulo se procederá a examinar de manera general el proceso de fijación de tarifas para el consumidor final, la tarifa al consumo de energía eléctrica para usuarios de Baja Tensión Simple (BTS), tanto la normal como la afectada por la Tarifa Social al consumo de energía eléctrica, así como la energía eléctrica vendida en el mercado spot. Para terminar, se presenta un análisis microeconómico del consumo de energía eléctrica.

1. Proceso de fijación de tarifas para el consumidor final.

Las tarifas, en este caso, se refieren al precio que se cobra por el suministro de energía eléctrica a la población mediante redes de distribución en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la CNEE.²⁷

De acuerdo a la LGE, se encuentra regulado el precio de la tarifa a la energía eléctrica para los usuarios de servicios de distribución final, o sea a aquellos cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo de los 100 Kw.²⁸

La factura mensual de energía eléctrica para los usuarios de BTS (usuarios con demanda máxima de potencia menor a 100Kv), se conforma por el cargo por consumidor, y el cargo por energía.

²⁷ Ley General de Electricidad, Artículo 6.

²⁸ Según el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se considera gran usuario, a aquel consumidor cuya demanda de potencia exceda 100 kilovatios (Kw).

El cargo por consumidor comprende los costos por supervisión, mano de obra, materiales, medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad, y el cargo por energía, se refiere al precio por Kwh. establecido por la CNEE para cada una de las distribuidoras.

Las tarifas a usuarios de servicio de distribución final son determinadas por la CNEE, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución. Las compras de electricidad por parte de las empresas del servicio de distribución final se efectúan mediante licitación abierta.

Los costos de suministro de la energía eléctrica, se calculan en forma anual y esta integrado por: costos de compras de electricidad, costos de instalaciones, costos de consumidores (comprende: supervisión, mano de obra, materiales, facturación, cobranza, entre otros), impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la CNEE.²⁹

Estas tarifas son ajustadas periódicamente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen la variación de los costos de distribución

El precio de la factura para el caso de la Tarifa Social se determina según la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, el cual en su artículo 4, establece: “La Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución –VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de este decreto. La CNEE publicará el pliego tarifario respectivo”.

Para calcular el precio de ambas tarifas (social y no social), hay que tomar en cuenta el artículo 87, del Reglamento de la LGE, que preceptúa: “Cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución. El

²⁹ Artículo 82 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

precio de la energía en los próximos tres meses se modificará tomando en cuenta la diferencia indicada dividida por la proyección de la demanda de energía para los próximos tres meses. El valor así obtenido permitirá obtener un valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía en los tres meses siguientes...”; el valor al que se refiere este párrafo, es el Ajuste Trimestral (AT) a efectuarse en el trimestre correspondiente.

2. Proporción de consumo de Energía en Baja Tensión Simple con relación al Sistema Nacional Interconectado.

Los usuarios de Baja Tensión Simple (BTS), representaron en promedio durante el período analizado (del año 2001 al 2004) el 57.04% del total consumido por el Sistema Nacional Interconectado (SNI). El siguiente cuadro presenta dicha proporción para cada año analizado.

Cuadro 8
*Proporción del Consumo de Energía en Baja Tensión Simple (BTS)
Respecto al Total del Consumo del SNI
2001-2004*

Año	Promedio Anual Mwh.		% de Participación de BTS
	Consumo SNI	Consumo BTS	
2001	441,058.33	245,139.45	55.58
2002	469,032.50	277,838.51	59.24
2003	492,264.17	284,171.89	57.73
2004	526,816.67	292,994.50	55.62
Promedio del período			57.04

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE y el AMM.

La Baja Tensión Simple, es aquella que se maneja en las redes de distribución de las Empresas EEGSA, DEORSA y DEOCSA. De acuerdo a la Ley General de Electricidad, los usuarios afectos son aquellos que poseen una tensión inferior a 1,000 voltios.

Cabe destacar que la energía eléctrica a nivel nacional se divide en 6 tensiones, las cuales se refieren a horarios específicos o niveles de tensión más altos para consumos industriales, las cuales son:

- BAJA TENSIÓN Con Demanda en Punta (BTDp)
- BAJA TENSIÓN Con Demanda fuera de Punta (BTDfp)
- BAJA TENSIÓN HORARIA (BTH)
- MEDIA TENSIÓN Con Demanda en Punta (MTDp)
- MEDIA TENSIÓN Con Demanda fuera de Punta (MTDfp)
- MEDIA TENSIÓN HORARIA (MTH)

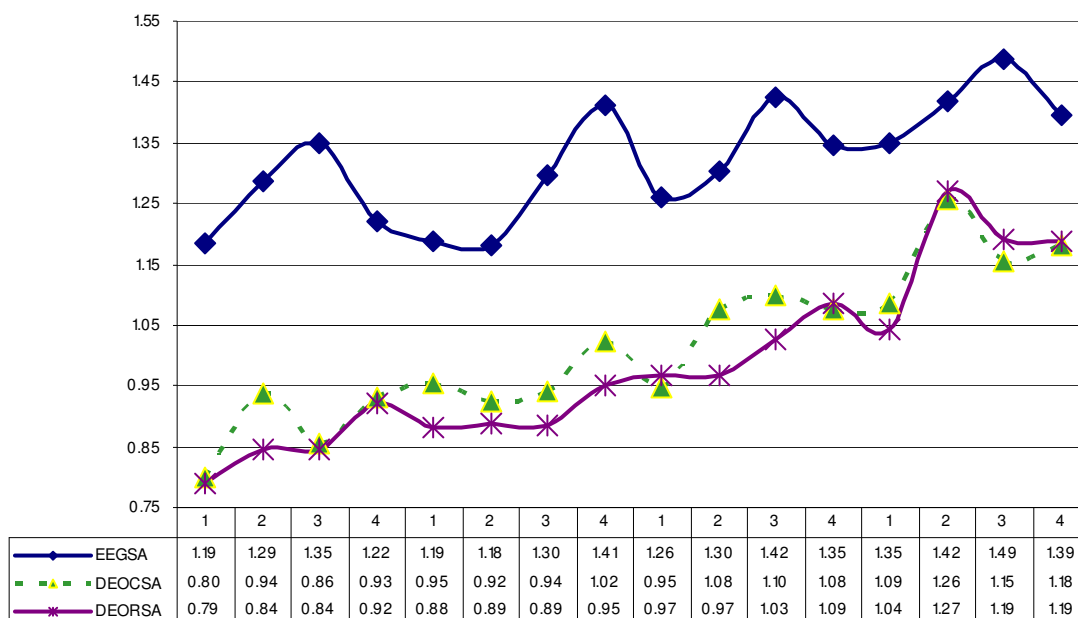
3. Comportamiento de los precios de la tarifa de la energía eléctrica.

Para simplificar el análisis, solamente serán tomadas las tarifas de la EEGSA, DEORSA y DEOCSA, ya que éstas en el año 2004 concentraban al 93.18% de los usuarios. La tarifa de la energía eléctrica, como el precio de cualquier bien o servicio, se encuentra sujeto a cambios, los que en este caso particular, como se presentó anteriormente, responden a regulaciones aplicadas por la CNEE.

Tarifa para usuarios fuera de la tarifa social de energía eléctrica.

La tarifa eléctrica, para los usuarios de Baja Tensión Simple, que se encuentran fuera de la Tarifa Social durante el período del 2001 al 2004, ha mostrado una tendencia ascendente. Por el lado de las Empresas Distribuidoras, la EEGSA registra las tarifas más altas, siguiéndole DEORSA y DEOCSA con una tendencia similar para estas dos distribuidoras. A continuación se presenta la gráfica que muestra la evolución de las tarifas eléctricas exentas de la tarifa social, por empresa distribuidora.

Gráfica 5
Evolución de los Precios Trimestrales de la Electricidad con Tarifa No Social por Distribuidora
En Quetzales por Kwh.
2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

La tarifa no social de la energía eléctrica, en el caso de la EEGSA se incrementó en 16.81%, al pasar de Q1.19 por Kwh. en el primer trimestre de 2001 a Q1.39 por Kwh. en el último trimestre de 2004, en el caso de DEOCSA el incremento fue de 47.5% pasando de Q0.80 por Kwh. en enero de 2001 a Q1.18 por Kwh. en diciembre de 2004 y para DEORSA el incremento fue mayor, ya que pasó de Q0.79 por Kwh. en enero 2001 a Q1.19 por Kwh. en diciembre de 2004, representando un incremento del 50.63%.

De acuerdo a estos precios, se puede determinar la tarifa promedio nacional anual y por distribuidora, para cada año desde el 2001 hasta el 2004, de la manera siguiente:

Cuadro 9
*Evolución del Precio Promedio Anual de la Electricidad con Tarifa No Social por Distribuidora
En Quetzales por Kwh.
2001-2004*

EMPRESA	2001	2002	2003	2004
EEGSA	1.26	1.27	1.33	1.41
DEOCSA	0.88	0.96	1.05	1.17
DEORSA	0.85	0.90	1.01	1.17
Total Nacional	1.00	1.04	1.13	1.25

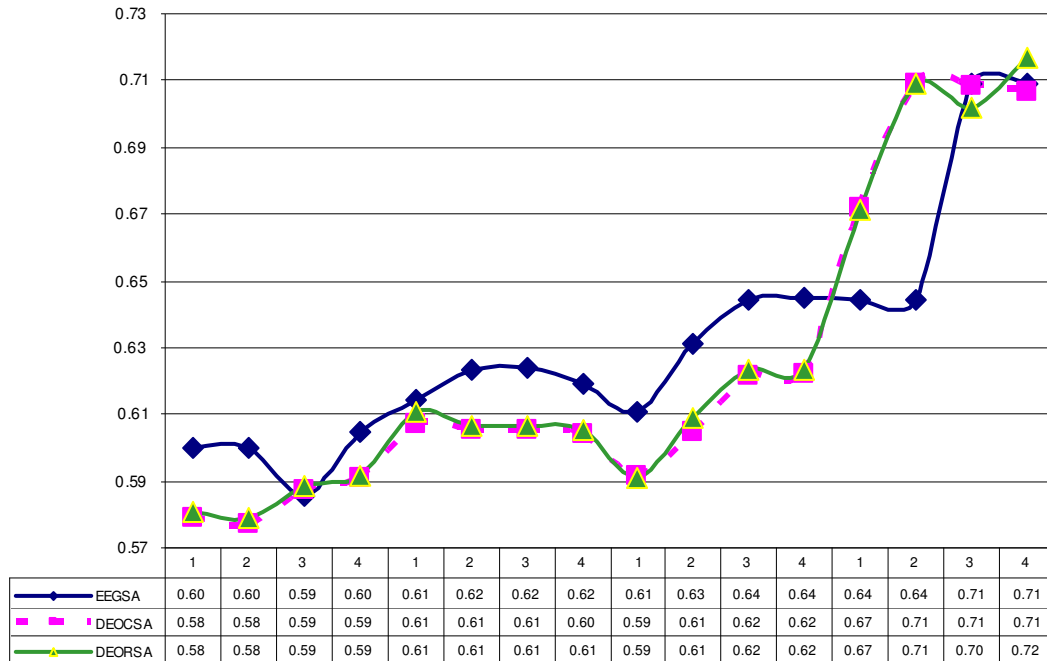
Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

El promedio simple de la tarifa eléctrica (excluyendo la tarifa social), aumentó 25.00% en los cuatro años de estudio, con un incremento promedio anual del 7.89%. Al analizar las tarifas en las empresas distribuidoras, durante el período 2001-2004, DEORSA, fue la que mostró un mayor incremento con 38.12%, le siguió DEOCSA con 32.69% y por último la EEGSA con un 11.97%.

Tarifa social de la energía eléctrica.

El comportamiento durante el período en estudio de los precios de la tarifa eléctrica para los usuarios de Baja Tensión Simple, donde el consumo es menor a los 300 Kwh. al mes también es ascendente pero en menor proporción que el caso anterior, sin embargo, cabe destacar que las tres empresas distribuidoras mostraron precios similares al caso anterior (las diferencias se deben a costos de distribución y transporte) y con una tendencia parecida, debido a que el INDE es el único que oferta en las licitaciones de compra de energía, por lo tanto es quien fija la tarifa social. El comportamiento se muestra en la gráfica 6.

Gráfica 6
Evolución de los Precios Trimestrales de la Electricidad con Tarifa Social por Distribuidora
En Quetzales por Kwh.
2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

El promedio simple de la tarifa social anual por empresa distribuidora para cada año desde el 2001 al 2004, muestra que el precio cobrado por las empresas del Grupo de Unión FENOSA (DEORSA Y DEOCSA), sufrieron aumentos más altos con relación a la EEGSA, sobre todo en el año 2004, manteniéndose con una tendencia estable en los años restantes. Tales precios promedio fueron los siguientes:

Cuadro 10
Evolución del Precio Promedio Anual de la Electricidad con Tarifa Social por Distribuidora
En Quetzales por Kwh.
2001-2004

EMPRESA	2001	2002	2003	2004
EEGSA	0.60	0.62	0.63	0.68
DEOCSA	0.58	0.61	0.61	0.70
DEORSA	0.59	0.61	0.61	0.70
Total Nacional	0.59	0.61	0.62	0.69

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

Derivado de este cuadro, se pueden extraer los siguientes coeficientes: El precio promedio de la energía eléctrica con tarifa social, aumentó 16.95% durante el período 2001-2004, con un incremento promedio anual del 5.64%. Respecto a las empresas distribuidoras, DEOCSA fue la que mostró un mayor incremento con 20.69%, le siguió DEORSA con 18.64% y por último la EEGSA con un 13.33%.

Mercado Spot.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, define el mercado spot del subsector eléctrico como el conjunto de transacciones de compra venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término. Es decir, que en este mercado el precio responde a la oferta y demanda energética que exista en el momento de la transacción.

Estas operaciones de compra venta de energía se realizan a través del AMM, el cual en su Reglamento³⁰ considera al mercado spot “para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la CNEE en caso que la misma considere necesario reducir el período (de una hora). En este mercado cada comprador adquiere el servicio del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible”.

En este mercado, el precio de oportunidad de la energía o precio spot se define como “el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, o en el período que defina la comisión nacional de energía eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho”³¹.

Durante el período en estudio, el promedio simple anual del precio spot de la electricidad fue el siguiente:

Cuadro 11
*Evolución del Promedio Anual del Precio Spot de la Electricidad
En Quetzales por Kwh.
2001-2004*

2001	2002	2003	2004
0.34	0.39	0.44	0.38

Fuente: Elaboración propia con datos del AMM.

³⁰ Acuerdo Gubernativo Número 299-98.

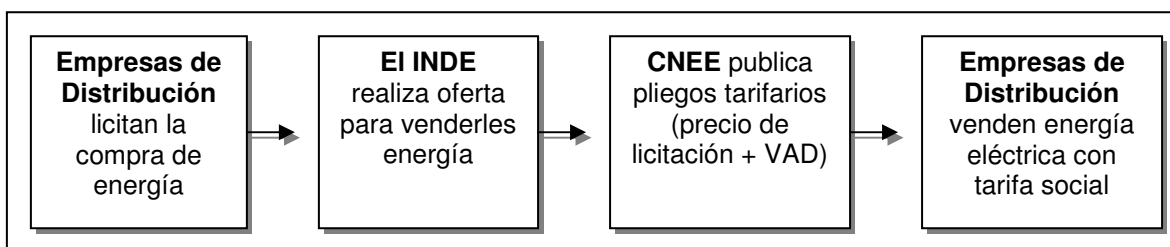
³¹ Artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

El precio spot promedio por Kwh. durante el período 2001-2004, presentó una tendencia variada, debido a que se establece de acuerdo a la energía disponible y a la demanda de la misma en el mercado en un período horario. En este período, el precio spot promedio de la energía eléctrica aumentó 11.76%, pasando de Q0.34 por Kwh. en 2001 a Q0.38 Kwh. en 2004.

4. Mecanismo de transmisión de la tarifa social.

Uno de los objetivos del presente trabajo es identificar el mecanismo de transmisión del subsidio de la tarifa social.

En economía, los mecanismos de transmisión se refieren al conjunto de canales que deben seguirse para que una medida de política económica se traslade al sector de la sociedad que se desea afectar. Para el caso del subsidio a la energía eléctrica representado por la tarifa social, el mecanismo de transmisión ha sido el siguiente:



Cabe recordar, que el fin primordial de la tarifa social es ofrecer a los usuarios de menores recursos económicos, energía eléctrica a bajos precios, por medio de un subsidio otorgado por el INDE. El mecanismo de transmisión, como se muestra, consta de cuatro pasos, los que funcionan así:

En primer lugar, las Empresas Distribuidoras, licitan abiertamente la compra de potencia y energía a los generadores, para el suministro a usuarios de la tarifa social. Cada uno de los oferentes deberá ser agente del Mercado Mayorista de Electricidad y cumplir con las Leyes Generales de Guatemala, la regulación del sector eléctrico, y específicamente con las Normas de Coordinación Comercial y Operativas vigentes.

El segundo paso consiste en la venta de energía y potencia del INDE a las empresas distribuidoras, quien en los años de existencia de la tarifa social ha sido el único en participar como oferente en las licitaciones realizadas. Cabe mencionar, que si al momento

de tener que suministrar la energía, el INDE no cuenta con la disponibilidad propia suficiente para cumplir con sus obligaciones, acude a la compra de energía de generadores privados, quienes le venden energía al INDE a precios fijados por contratos preexistentes o bien por compras en el mercado spot.

El tercer paso se refiere a la publicación realizada por la CNEE de los pliegos tarifarios que afectarán a los usuarios de las empresas distribuidoras. Estas tarifas son calculadas como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la Ley de la Tarifa Social. Estas tarifas serán ajustadas trimestralmente, dependiendo de los cambios que se pudieran producir en el costo de la distribución y transporte de la energía.

Por último, las empresas distribuidoras venden la energía eléctrica a los consumidores finales, quienes en el caso de consumir menos de 300 Kwh. al mes o un promedio diario de 10 Kwh. por un mes, deberán pagar una factura con precios más bajos, debido al subsidio otorgado por el INDE.

5. Caracterización microeconómica del consumo de energía eléctrica

Teoría marginal de precios.

De acuerdo a la teoría marginal, los precios se establecen como resultado de la interacción de la oferta y la demanda de determinado bien o servicio; esto significa que los precios fluctuarán de acuerdo a las necesidades del mercado, tanto de los oferentes como de los demandantes.

La lógica microeconómica de los precios, supone que en condiciones de *competencia perfecta*, hay muchas pequeñas empresas, cada una de las cuales produce un producto idéntico y es demasiado pequeña para influir en el precio de mercado; también supone que las empresas maximizan sus beneficios, los cuales son iguales a los ingresos totales menos los costos totales. Los beneficios se maximizan produciendo la cantidad con la que el costo marginal es igual al precio. Por lo tanto, el ingreso adicional derivado de cada unidad adicional vendida es, pues, el precio de mercado. En resumen, se puede decir que “una empresa maximizadora del beneficio elegirá un nivel de producción donde el costo

marginal sea igual al precio, lo que gráficamente significa que la curva de costo marginal de una empresa también es su curva de oferta”.³²

Cuando las condiciones del mercado no son de competencia perfecta, sino de otro tipo, tal como los oligopolios, el mercado se presenta con otras características, tales como la participación de pocos productores de un producto con pocas diferencias, que las acciones que realicen tendrán algún efecto sobre el precio y que los otros vendedores reaccionarán a los cambios en precios y cantidades, es decir, que sus decisiones son interdependientes. En este caso, la cantidad de producción y los precios de la industria dependerá de la reacción de los competidores en cuanto al manejo de dichas variables por parte del resto de empresas.

Características especiales del consumo de energía eléctrica.

Una de las características más sobresalientes del sector eléctrico en general, es la necesidad de mantener la oferta y la demanda permanentemente equilibradas en todo instante de tiempo porque a diferencia de lo que sucede en otros sectores productivos, la electricidad no puede ser almacenada, lo que implica que se requiere un sustancial esfuerzo de coordinación entre oferentes y demandantes y al interior de cada segmento del mercado para equilibrar oferta y demanda. Es decir, que la producción de energía en un sistema interconectado debe reflejar, en todo momento, el nivel de demanda total del sistema.

Derivado de la necesidad de igualar oferta y demanda en todo instante, la estacionalidad en la demanda y el riesgo climático en la oferta genera una sustancial volatilidad en el precio de la electricidad, por lo que los agentes prefieren firmar contratos de abastecimiento de largo plazo. Esto, a su vez, produce dos problemas: “El primero, como sucede frecuentemente los contratos son incompletos (no cubren todas las situaciones) lo que da espacio al oportunismo. El segundo, el poder de negociación de las generadoras y los consumidores pequeños (familias) es suficientemente desigual como para que justifique que exista un precio regulado”.³³

Otra característica de cualquier bien o servicio es su elasticidad, específicamente la elasticidad demanda - precio, la cual representa la sensibilidad de la demanda a los

³² Samuelson, P. y Nordhaus, W. “Economía”. Decimoquinta edición. Pág. 134. McGraw Hill/Interamericana de España, S.A., 1996, España.

³³ Montero, J. y Valdés, S. “Notas para una Regulación Eficiente de la Transmisión Eléctrica”. Pontificia Universidad Católica de Chile. Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2005, Chile.

cambios en el precio. Este coeficiente se encuentra sujeto a cuatro determinantes,³⁴ los cuales a continuación se presentan y examinan para el caso de la energía eléctrica.

1. *La existencia y similitud de sustitutos:* La electricidad, para algunas aplicaciones, posee sustitutos, tales como el gas natural y los combustibles fósiles. Por ejemplo, existen calentadores de agua y estufas de gas. En términos generales se puede decir que la electricidad tiene muy pocos sustitutos, por lo que su elasticidad demanda-precio debería ser baja.
2. *El porcentaje que el producto representa en el presupuesto total del consumidor:* El consumo de electricidad domiciliar depende del nivel económico del hogar; mientras mayor es el presupuesto familiar, mayor será la utilización de electricidad, pero el porcentaje gastado en energía eléctrica, del presupuesto familiar, disminuye a medida que aumenta el ingreso familiar. Por lo que su demanda tendría que ser inelástica.
3. *El grado en el cual el bien se considera necesario:* Los bienes y servicios que se consideran necesarios por lo general tienen demandas inelásticas en relación con los bienes que no se consideran así. La energía eléctrica se considera como una necesidad (ya que la mayor parte de aparatos modernos y procesos industriales la requiere).
4. *El período permitido para ajustarse a los cambios en el precio del producto:* Este determinante indica que cuanto más persista cualquier cambio de precio, mayor será la elasticidad-precio de la demanda, de manera que la elasticidad-precio de la demanda es mayor a largo plazo que a corto plazo. Respecto a la electricidad, ante aumentos en el precio, es más fácil ajustar el consumo en el largo plazo, período en el cual se pueden realizar cambios tendentes a disminuir el consumo de energía (Ej. cambio de focos convencionales por focos ahorradores de electricidad).

Después de haber descrito los determinantes de la elasticidad de la demanda, se puede concluir que la demanda de la energía eléctrica es *inelástica*, lo cual es confirmado por los datos estadísticos. Para el período analizado, la elasticidad - precio promedio de la demanda de la energía eléctrica fue de 0.72, lo que implica que ante cambios en el precio, la demanda cambiará en una menor proporción, es decir que si la tarifa eléctrica aumentara

³⁴ Miller, R. "Microeconomía Moderna". Séptima edición. Pág. 133. Harla, S.A. de C.V., 1995, México.

en 1.00%, la demanda de energía eléctrica respondería únicamente en 0.72%. El cuadro siguiente muestra el cálculo de la elasticidad - precio de la demanda para el período 2001-2004.

Cuadro 12
Elasticidad - Precio de la Demanda de Energía Eléctrica
2001 - 2004

Promedio	Tarifa Promedio	Demanda Media Kwh	Tarifa	Demanda	Elasticidad Anual
			Cambio (%) Anual		
Nov00-Ene01	0.76	362.28			
Feb-Abr01	0.77	317.91			
May-Jul01	0.81	402.55			
Ago-Oct01	0.78	422.34			
Nov01-Ene02	0.81	391.09	6.61%	7.95%	1.20
Feb-Abr02	0.81	395.49			
May-Jul02	0.82	396.14			
Ago-Oct02	0.85	390.26			
Nov02-Ene03	0.84	415.58	4.04%	5.08%	1.26
Feb-Abr03	0.84	412.01			
May-Jul03	0.89	415.13			
Ago-Oct03	0.89	418.74			
Nov03-Ene04	0.90	411.38	7.34%	-0.15%	(0.02)
Feb-Abr04	0.92	429.37			
May-Jul04	1.02	434.10			
Ago-Oct04	0.98	438.84			
Nov04-Dic04	0.99	443.57	7.66%	3.31%	0.43

Elasticidad principio y fin del período	31.33%	22.44%	0.72
Elasticidad promedio de elasticidades anuales			0.72

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE y el AMM

Capítulo IV

Efectos económicos y financieros de la aplicación de la tarifa social

La tarifa social produjo costos y beneficios en el mercado eléctrico guatemalteco, a continuación se presentan los principales costos, los cuales en este caso fueron absorbidos por el INDE y los beneficios, identificando a los consumidores de baja tensión simple con consumos de hasta 300 Kwh. como los principales favorecidos de dicho subsidio.

1. Efectos económicos y financieros de la tarifa social en el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

Para establecer el efecto económico de la tarifa social en el INDE, no es suficiente con efectuar un análisis de los principales indicadores financieros o presupuestarios, ya que si bien en el largo plazo pueden brindar valiosa información, en el corto plazo no permiten extraer resultados que puede brindar el análisis del costo económico real.

Por lo tanto, es necesario analizar la tarifa social a partir de los efectos económicos, los cuales representan los costos que no se pueden determinar a partir del efecto financiero y presupuestario, los cuales son los costos de oportunidad.

1.1. Efectos económicos en el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

Al cortar los vínculos entre las tarifas y los costos de producción, los subsidios con frecuencia provocan una asignación ineficiente de recursos y pérdidas de eficiencia; se les imponen en una economía libre de mercado, en donde no se podrán aprovechar las imperfecciones del mercado o la oportunidad de economías de escala del bien subsidiado, puesto que la producción y el consumo crecen y sobrepasan el punto en donde el beneficio

social marginal del consumidor del bien es igual o mayor que los costos sociales marginales de la producción. Esta afirmación es valedera solamente si la tarifa subsidiada es menor que su costo marginal.

A continuación se presentan los análisis de costo de oportunidad social y el costo de oportunidad.

1.1.1. Costo de Oportunidad Social.

El costo de oportunidad social es una estructura tarifaria, que se basa en el principio de cobrar al usuario un precio que refleje lo que le cuesta a la colectividad la presencia de dicho usuario en la red eléctrica. Esta metodología es utilizada para calcular las tarifas eléctricas en diferentes países, tales como Francia y Suiza, entre otros”.³⁵

El presente trabajo pretende demostrar que la tarifa social al consumo de energía eléctrica no refleja el costo de oportunidad social; es por ello que es necesario realizar una aproximación teórica del costo de oportunidad social, como un criterio de fijación de precios para el caso de Guatemala, específicamente para el período 2001 - 2004. El desarrollo práctico de dicha aproximación se encuentra en el Anexo 2, y se basa en la política de precios de la energía que para el efecto desarrolló la Comisión Económica para América Latina y el Caribe -CEPAL-. A continuación se presentan los principales resultados.

Cuadro 13
Costo marginal a la tarifa eléctrica y TS promedio (anual)
En Quetzales por Kwh.
2001 - 2004

	2001	2002	2003	2004
Tarifa monómica	0.9140	0.8911	0.9315	0.8976
Tarifa Social	0.5895	0.6123	0.6201	0.6950

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE, el AMM y la CEPAL.

De acuerdo a esta aproximación teórica del costo de oportunidad social, y teniendo en cuenta la tarifa social promedio anual para el período en referencia, se confirma que la tarifa social se mantuvo por debajo de su tarifa de equilibrio, ya que en promedio la TS solamente cubrió el 64.88% de su costo de oportunidad social. Esta diferencia pudo haber afectado las finanzas del INDE, así como haber provocado distorsiones en la oferta y el

³⁵ Rodríguez, V. y Sheinbaum, C. El sistema de precios de la electricidad en México: Problemas y Soluciones. Pág. 222. Distrito Federal, México. 2002

precio de la tarifa no social en el mercado eléctrico nacional, efecto que se detalla en los apartados siguientes.

Como se hace mención en el Capítulo I de este documento, con la asignación del precio al costo marginal se logra un óptimo social, ya que satisface tanto las expectativas del productor como del consumidor. En este sentido, se puede afirmar que el costo marginal de la tarifa eléctrica representa la tarifa de equilibrio para los usuarios de BTS, del mercado eléctrico nacional, debido a que la tarifa estimada toma en consideración los costos por transporte y distribución de la energía, lo que equivale al VAD. Este costo de oportunidad social indica cual hubiera sido la tarifa de equilibrio de no haber existido el subsidio a la energía eléctrica a través de la Ley de la Tarifa Social.

1.1.2. Costo de Oportunidad.

El costo de oportunidad se refiere a la alternativa a la que se renuncia por el hecho de realizar otra actividad. De hecho, los costos de oportunidad de una decisión comprenden todas sus consecuencias, independientemente de que se reflejen o no en las transacciones monetarias. Por lo tanto, los costos comprenden, además de los gastos monetarios explícitos, los costos de oportunidad que se derivan del hecho de que los recursos pueden utilizarse con otros fines.

El cuadro 14, presenta el cálculo aproximado del costo de oportunidad del INDE durante el período 2001-2004 por la aplicación de la tarifa social.

Cuadro 14
INDE: Estimación del Costo de Oportunidad en la Aplicación de la Tarifa Social
En Miles de Quetzales
2001 - 2004

CONCEPTO	2001	2002	2003	2004	TOTAL
Consumo TS (Mwh)	1,218,352.91	1,337,569.40	1,469,773.92	1,288,545.93	5,314,242.15
TS (promedio) Q/Kwh	0.59064	0.61078	0.62102	0.69990	
COS Q/Kwh	0.91400	0.89107	0.93153	0.89756	
INGRESOS CON TS	719,607.60	816,961.57	912,757.25	901,850.97	3,351,177.39
INGRESOS CON COS	1,113,571.35	1,191,863.96	1,369,137.80	1,156,553.38	4,831,126.50
COSTO DE OPORTUNIDAD	393,963.75	374,902.39	456,380.56	254,702.41	1,479,949.11

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

La estimación del costo de oportunidad del INDE en Q1,479,949.11 miles durante el período 2001-2004, se estableció a partir de comparar la cantidad monetaria obtenida por la venta de energía eléctrica con tarifa social y la cantidad de dinero que hubiera recibido el

INDE por la misma cantidad de energía eléctrica, con tarifas establecidas a través del costo de oportunidad social.

Esta diferencia representa el costo de oportunidad, de conectar a aproximadamente 269,082 nuevos usuarios a la red nacional de electricidad, a través del Plan de Electrificación Rural -PER-³⁶, lo que sumado a los usuarios existentes para 2004, sumarían 2,315,840, equivalente al 100.00% de cobertura eléctrica.³⁷

1.2. Efecto financiero

A continuación se presenta un análisis del efecto financiero en el INDE, en función del tiempo, ya que “la comparación en el tiempo del desempeño de ciertos indicadores, permite evaluar la situación de la empresa.”³⁸ Para realizar el análisis, se hace una comparación de los tres años anteriores a la aplicación de Ley de la Tarifa Social y los primeros cuatro años de vigencia de ésta. La evaluación mediante indicadores se hace a través de la liquidez, deuda y rentabilidad.

Las razones financieras se muestran a continuación con su respectiva metodología de cálculo y análisis, para esto se hace necesario contar con la información de los datos reflejados en el balance general y estado de resultados del período en cuestión, los cuales se presentan en el Anexo 3.

a. Liquidez

La liquidez de una empresa se mide por su capacidad para satisfacer obligaciones a corto plazo conforme se vencen. “La liquidez se refiere a la posición financiera global de la empresa, es decir la facilidad con que paga sus facturas. Puesto que un precursor común para un desastre o quiebra financiera es la baja o disminución de liquidez, estas razones financieras se ven como indicadores líderes de problemas de flujo de efectivo”.³⁹ En otras palabras, la liquidez se refiere a la capacidad de convertir los activos circulantes en efectivo. Para los casos a exponer, los coeficientes mayores son reflejo de una mejor situación de liquidez de la empresa. Las dos medidas básicas de liquidez son las siguientes:

³⁶ Según estimaciones del Departamento de Electrificación Rural del INDE, para 2004 el costo promedio por la conexión de un nuevo usuario es de Q5,500.00

³⁷ Para el año 2004 el índice de electrificación era de 84.84% lo cual representa a un total de 1,983,310 usuarios conectados a la red nacional de electricidad.

³⁸ Gallagher, T., Horngren, C., Gitman, L. y Emery, D. “Finanzas”. Pág. 72. Primera Edición, Prentice Hall, 2005, México.

³⁹ Idem. Pág.74.

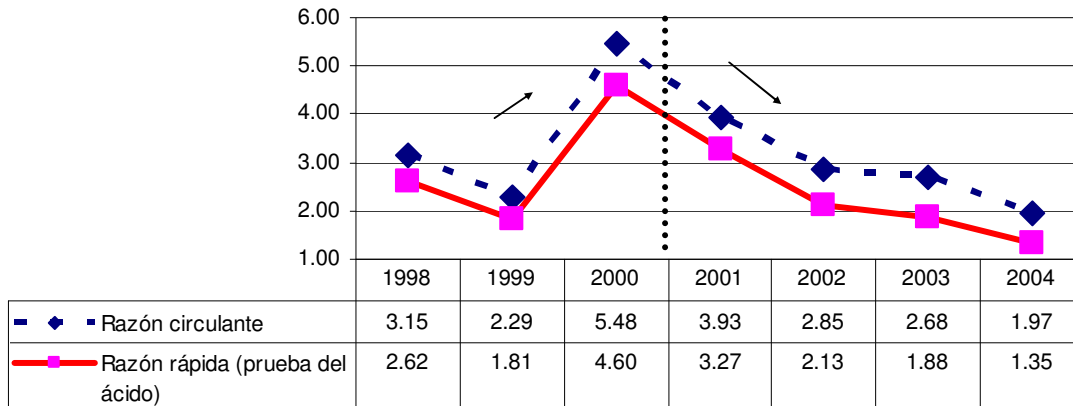
- Razón del circulante

$$\frac{\text{Activos Circulantes}}{\text{Pasivos Circulantes}}$$

- Razón rápida (prueba del ácido)

$$\frac{(\text{Activos Circulantes} - \text{Inventario})}{\text{Pasivos Circulantes}}$$

Gráfica 7
INDE: Indicadores Financieros de Liquidez
1998-2004



Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

Las razones de liquidez presentadas, como se mencionó anteriormente, tienen la característica de que a mayor coeficiente, mayor es la liquidez de la empresa. Para el presente caso, los indicadores de liquidez del INDE, muestran una tendencia hacia la unidad, lo cual indica que cada año tuvo menos capacidad de cumplir con las obligaciones financieras de corto plazo.

La razón del circulante representa la cantidad de liquidez que respalda las obligaciones financieras. Como se muestra, para el período 1998-2000, mostró un coeficiente promedio de 3.64, descendiendo el promedio para el período 2001-2004 a 2.85 (lo que significó una disminución del 21.70%), por lo que el INDE, en promedio, para el período 2001-2004 por cada quetzal de pasivo circulante tuvo Q2.85 de activo circulante, este comportamiento estuvo determinado por la disminución de las cuentas más “liquidas”, tales como efectivo en caja y bancos y documentos y cuentas por cobrar. El cambio en la tendencia de este indicador para el año 2000, se debió a la disminución de algunos pasivos como los documentos y cuentas por pagar y a la eliminación de la provisión para indemnizaciones de corto plazo, lo cual está relacionado con la desincorporación de algunos activos del INDE (del año 1999 al 2000, la propiedad, planta y equipo, se redujo 16.57%).

En el caso de la prueba del ácido, este indicador es aún más significativo porque toma en cuenta los inventarios netos del período (los cuales por lo general son los activos menos líquidos de cualquier empresa), mostrando en promedio para el período 1998-2000 una razón de 3.01, disminuyendo para el período 2001-2004 a 2.16 (lo que representa una baja en 28.24%). En el año 2000 se rompió la tendencia de este indicador de liquidez, debido principalmente a la disminución del 68.55% del pasivo circulante (principalmente los documentos y cuentas por pagar).

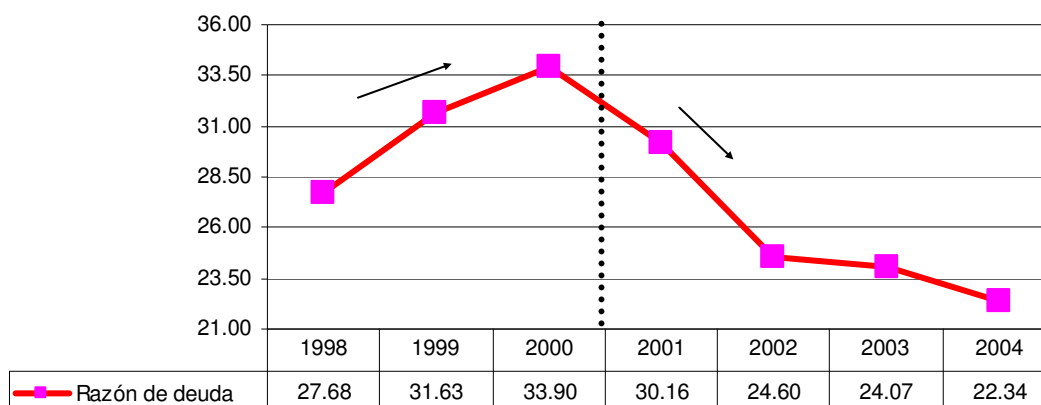
b. Deuda

La posición de deuda de una empresa “indica la cantidad de dinero de otras personas que se ha estado utilizando para generar ganancias. En general, cuanto mayor es la deuda que una empresa utiliza en relación con sus activos totales, mayor es el apalancamiento financiero”.⁴⁰ El apalancamiento financiero se refiere al aumento del riesgo y rendimiento introducidos a través del uso de financiamiento de costo fijo, como deuda y acciones preferentes.

Para este análisis se presenta la razón de deuda, la cual mientras más alta sea la razón, mayor será la cantidad de dinero prestado por terceras personas para tratar de generar utilidades, dicha razón se define así:

Pasivos Totales / Activos totales

Gráfica 8
INDE: Indicador Financiero de Deuda
1998-2004



Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

⁴⁰ Idem. Pág.78

Estos valores de razón de deuda muestran la proporción de activos totales financiados por terceros. Como indica la gráfica 8, el INDE mantuvo una razón de deuda con tendencia a disminuir, debido en parte al incremento de los activos y a la disminución de la deuda. Otro aspecto a considerar es la reducción del tamaño del INDE, por medio de los procesos de privatización, lo cual produjo una reducción en sus pasivos u obligaciones con terceros. Finalmente, se puede decir que durante ese período el apalancamiento financiero se redujo.

c. Rentabilidad

Las medidas de rentabilidad relacionan los rendimientos de la empresa con sus ventas, activos o capital contable. “En conjunto, estas medidas permiten evaluar las utilidades de la empresa en relación con un determinado nivel de ventas, de activos o la inversión de los propietarios”.⁴¹ Para este caso, a mayor razón, mejor será la situación de la empresa respecto a su rentabilidad.

Las medidas de rentabilidad “facilitan la evaluación de las utilidades de la empresa respecto de un nivel dado de ventas, de un nivel cierto de activos o de la inversión del propietario”.⁴² A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad, los cuales son:

- Margen de utilidad bruta

$$\frac{\text{Utilidad Bruta}}{\text{Ventas}}$$

- Margen de utilidad neta

$$\frac{\text{Utilidad Neta del Año}}{\text{Ventas}}$$

- Rendimiento sobre activos (ROA)

$$\frac{\text{Utilidad Neta del Año}}{\text{Activos Totales}}$$

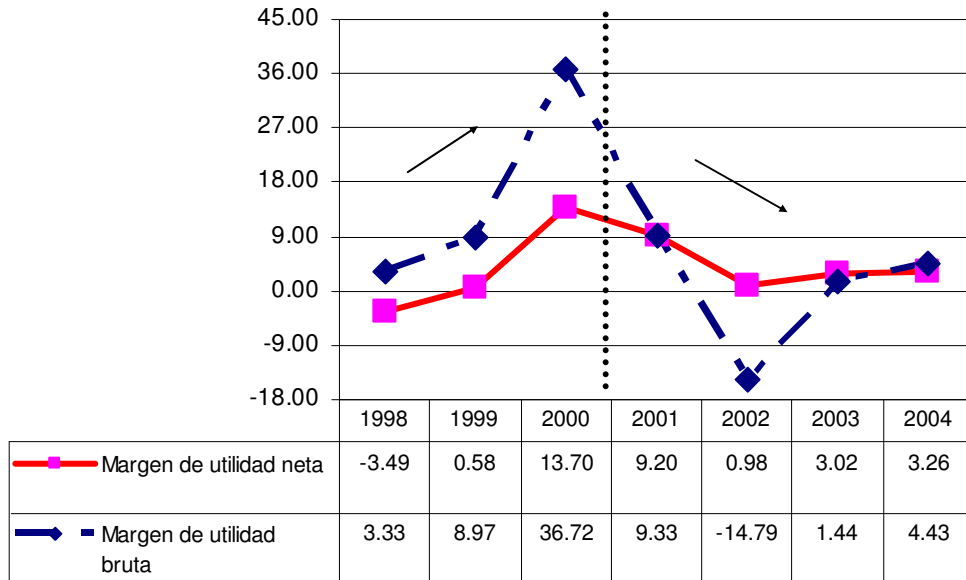
- Rendimiento sobre capital (ROE).

$$\frac{\text{Utilidad Después de Intereses e Impuestos}}{\text{Patrimonio Neto}}$$

⁴¹ Gitman, L. “Administración Financiera”. Pág.126, Octava Edición. Prentice Hall, 1998, México.

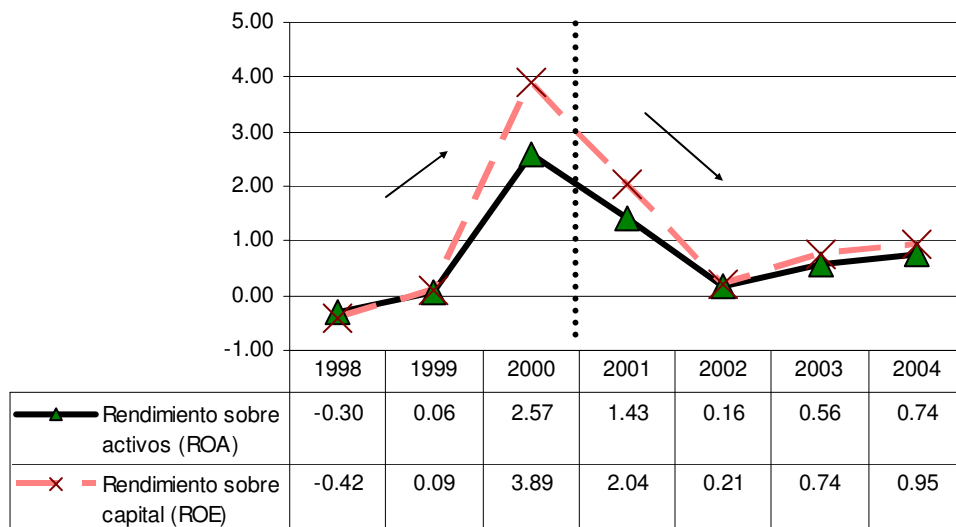
⁴² Gallagher, T., Horngren, C., Gitman, L. y Emery, D. “Finanzas”. Pág. 81. Primera Edición, Prentice Hall, 2005, México.

Gráfica 9
 INDE: Indicadores Financieros de Rentabilidad (Margen de utilidad bruta / neta)
 1998-2004



Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

Gráfica 10
 INDE: Indicadores Financieros de Rentabilidad (Rendimiento sobre activos / capital)
 1998-2004



Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

Los indicadores de rentabilidad mostrados en las gráficas 9 y 10, presentan una tendencia hacia la baja durante el período 2001-2004, lo que significa que el nivel de utilidades respecto a los principales indicadores decayó, además de ser una muestra de ser una empresa poco eficiente, debido a su elevado nivel de gasto.

El margen de utilidad neta, mide el porcentaje de cada quetzal de ventas que queda después de deducir todos los costos y gastos, incluyendo los intereses, mientras más alto es este indicador, en mejor situación se encuentra la empresa. Dicho indicador mostró en el INDE para el período 1998-2000 un promedio de 3.60% para presentar en el período 2001-2004 un promedio de 4.11%, mostrando un aumento de 14.17%. Este comportamiento está asociado a los bajos niveles de utilidad neta y a las mayores ventas en el último período. Los sobresaltos mostrados en el año 2000 y 2001 se relacionan a los niveles de ventas de energía y a los gastos de operación y mantenimiento en ambos años (dichos gastos representaron el 63.28% y 90.66%, respectivamente). La caída sufrida en el año 2002, se produjo debido al incremento de los gastos de operación y mantenimiento (estos gastos supusieron el 114.79% de las ventas de energía eléctrica)

El margen de utilidad bruta mide el porcentaje de cada quetzal de ventas que quedó después de que el INDE pagó todos sus productos, el cual pasó de un promedio del período 1998-2000 de 16.34% a 0.10% en el período 2001-2004, disminuyendo en 99.39%. Estos bajos resultados, se deben en gran parte a la relación que existe entre las ventas y los gastos de operación y mantenimiento, los cuales han mantenido una tendencia ascendente, con excepción del año 2003. Los sobresaltos mostrados en los años 2000 y 2002 se deben en el primer caso a las mayores ventas de energía eléctrica, lo que redundó en la utilidad bruta del año. En el segundo caso, la marcada disminución se debió, entre otros factores, al incremento de 34.87% en los gastos administrativos y de mantenimiento mientras que las ventas de energía eléctrica se incrementaron en solamente un 6.53%.

El rendimiento sobre activos (ROA), mide la efectividad total de la administración en la generación de utilidades con sus activos disponibles, por lo que entre más alto es este indicador, mejor. Durante el período 1998-2000 mostró un promedio de 0.78% y para el período 2001-2004, un promedio de 0.72%, presentando una baja de 7.69%. Para este caso, durante todo el período 2001-2004 mostró indicadores bajos, pasando de 1.43% en 2001 a 0.74% en 2004, por lo que el manejo de los activos del INDE no fue eficiente

respecto a la generación de utilidades. Los bajos niveles mostrados por este indicador están relacionados con los bajos niveles de utilidades netas durante el período 2001-2004, lapso en el cual los gastos de operación y mantenimiento pasaron de Q674,908.74 miles (2000) a Q1,442,248.90 miles (2004) y al aumento del total del activo, el cual pasó de Q5,679,057.12 miles (2002) a Q6,662,126.00 miles (2004). Durante todo el período analizado se presenta una tendencia estable, con excepción del año 2000, año en el cual las ventas de energía eléctrica aumentaron un 45.91% respecto al año anterior, lo cual redundó en la utilidad neta del año; otro factor que influyó fue la disminución de los activos del INDE en 13.25%, respecto al año anterior.

Por último, el rendimiento sobre capital (ROE) mide el rendimiento obtenido por la inversión sobre el patrimonio. En este caso también, mientras más elevado es el indicador, mejor y más eficiente es el rendimiento de la empresa. Los coeficientes promedio para el período 1998-2000 fue de 1.19% y para el período 2001-2004 de 0.99%, mostrando una disminución de 16.81% en este indicador de rendimiento en la administración del patrimonio. Para este caso, la tendencia hacia menores valores, fue determinado también por las menores utilidades netas anuales obtenidas por el INDE y al constante valor de su patrimonio. Para los años 2000 y 2001, este indicador presentó niveles altos, los cuales están relacionados estrechamente con los niveles relativamente bajos de los gastos administrativos y de mantenimiento, y a la disminución del 16.14% de su patrimonio para el año 2000 respecto a 1999 y del 3.34% para el año 2001, respecto al año 1999, este comportamiento se debió fundamentalmente a la disminución de las utilidades retenidas en dichos años.

De manera general y con base en el análisis de los indicadores financieros del INDE para el período 1998-2004, se puede decir que los coeficientes liquidez y rentabilidad, presentaron retrocesos importantes en el período 2001-2004, causado principalmente al incremento (65.61% durante el período en análisis) de los gastos operativos y de administración, debido a que en este renglón es donde se contabiliza la compra de energía eléctrica en bloque a terceros⁴³, así como al diferencial entre el precio medio de compra y venta de energía eléctrica del INDE, el cual para el año 2004 era de Q.52 por Kwh. y Q0.26 por Kw., respectivamente, mostrando una diferencia absoluta de Q0.25 por Kwh., tal como se muestra en el cuadro 17.

⁴³ La compra de energía representó el 67.11% del total de gastos operativos y de administración. En esta partida también se agrupan los sueldos y salarios (21.98%) y otros (8.91%).

De acuerdo con el siguiente cuadro, la compra de energía promedio anual para el período 1998-2000 (período sin tarifa social) fue de Q126,614.41 miles y para el período 2001-2004 (período con tarifa social) fue de Q531,910.10 miles, de acuerdo con esta comparación, existe un aumento de compra de energía promedio de Q405,295.69 miles anuales; por su parte, la venta de energía mantuvo durante el período 1999-2000 un comportamiento variable (en el año 1998 todavía se contabilizan las ventas de las distribuidoras DEORSA y DEOCSA), en comparación al período 2001-2004, donde presentó una tendencia de aumento de las ventas. Este comportamiento ha disminuido la capacidad de autofinanciamiento del INDE.

Cuadro 15
*INDE: Compra y Venta de Energía Eléctrica
 En Miles de Quetzales
 1998-2004*

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Compras	48,743.70	138,313.64	192,785.88	276,358.56	426,147.82	580,367.39	844,766.64
Ventas	1,687,780.00	670,161.57	1,129,332.84	725,807.89	825,702.87	907,817.36	1,252,073.31

Fuente: INDE

Otra forma de percibir el deterioro financiero, es a partir de los superávits registrados durante este período, el cual para el año 2001 fue de Q329,329.00 miles y para el año 2004 de Q120,791.00 miles, significando una disminución del 63.32%. Cabe indicar que los referidos superávits son en gran parte recursos obtenidos por la privatización de las distribuidoras de energía eléctrica del interior del país.

1.3. Desequilibrio Presupuestario.

Los subsidios siempre representan grandes erogaciones de dinero por parte del Estado, desviando recursos hacia los sectores que se consideran vulnerables, pero desatendiendo también otras obligaciones, tal fenómeno ocurrió con la tarifa social, ya que durante el período estudiado, el presupuesto del INDE, sufrió variaciones que afectaron la infraestructura de generación y transporte existente. Para ejemplificar este fenómeno de una mejor forma, se presenta la proporción de la ejecución presupuestaria del INDE por categoría de gasto.

Cuadro 16
*INDE: Ejecución Presupuestaria por Categoría de Gasto
 En Porcentajes del Total Ejecutado
 2001 – 2004*

CONCEPTO	PRESUPUESTO EJECUTADO			
	2001	2002	2003	2004
Compra de Energía	27.00	34.52	43.12	52.20
Sueldos y Salarios	14.54	13.43	13.83	12.11
Deuda Pública	12.29	7.44	6.01	4.93
Estudios y Construcciones	9.28	5.62	6.05	2.04
Man. de Maq., Equipo e Instalaciones	6.51	4.89	2.74	2.83
Subsidio a las EEM's	6.23	2.56	2.87	5.91
Maquinaria y Equipo	5.30	6.47	3.51	1.83
Gastos Administrativos	2.48	2.20	2.47	1.27
Fideicomiso	0.86	6.89	-	4.72
Peaje	-	0.77	3.44	1.85
Otros Gastos	15.50	15.22	15.96	10.33
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

El cuadro anterior muestra la ejecución presupuestaria (proporcional) del INDE para el período 2001-2004, por categoría de gasto. Como se observa, la compra de energía fue el gasto más significativo durante dicho ciclo (llegando a un monto de Q2,127.640.42 miles, (según cuadro 18), como consecuencia de que el INDE para poder cumplir con los contratos suscritos con las empresas distribuidoras, debió comprar energía a los generadores privados para complementar la oferta energética, ya que la energía producida por el Ente Estatal no fue suficiente para cubrir la demanda de energía eléctrica cobrada en TS. Estas compras se hicieron en su mayoría a precios establecidos por contratos a largo plazo, los cuales respondían a los precios de la TNS, mientras el INDE la vendía a precios menores, ajustados a la TS. El cuadro siguiente presenta los precios medios de compra y venta (Tarifa Social) de energía eléctrica por parte del INDE para el período 2001-2004.

Cuadro 17
*INDE: Precios Medios de Venta y Compra de Energía Eléctrica
 En Mwh. y Miles de Quetzales
 Período 2001-2004*

Año	Ventas		Precio Medio	Compras		Precio Medio	Diferencia	
	Mwh	Miles de Q		Mwh	Miles de Q		Absoluta	Relativa
2001	691,791.80	173,862	0.25	435,500.00	276,071	0.63	0.38	152.23
2002	1,601,032.07	414,342	0.26	889,650.14	426,148	0.48	0.22	85.09
2003	1,761,546.94	524,335	0.30	1,095,244.99	580,367	0.53	0.23	78.02
2004	1,964,095.91	519,416	0.26	1,641,002.02	844,767	0.51	0.25	94.66

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

El cuadro anterior presenta los precios medios de compra y venta de energía eléctrica para el INDE. Como se puede apreciar, la diferencia absoluta en el precio, es el costo que el INDE cubrió por cada Kwh. vendido en la TS. También se observa que el INDE vendió electricidad por debajo del precio de compra ya que éste representó, en promedio para el período en análisis un valor mayor de 102.52%.

El siguiente cuadro presenta la cantidad de energía eléctrica en Gwh. y en términos monetarios, que el INDE compró a empresas privadas durante el período 2001–2004, por empresa generadora.

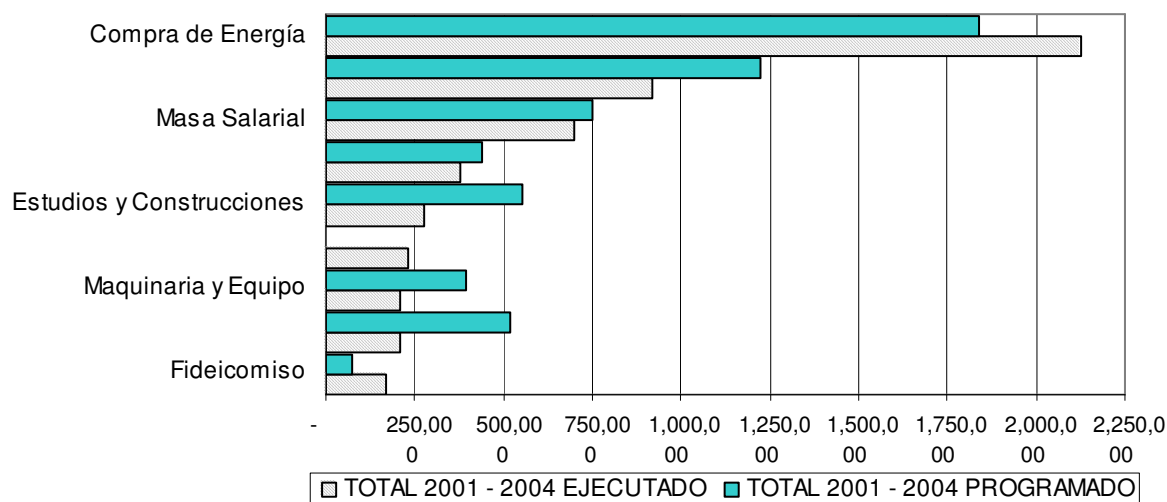
Cuadro 18
*INDE: Compra de Energía Eléctrica Por Empresa
Período 2001-2004*

EMPRESA	ACUMULADO Gwh	ACUMULADO miles Q	%
EEGSA	1,246.88	593,268.51	27.88
SPOT	807.42	370,865.39	17.43
ORZUNIL	669.99	366,032.33	17.20
INTECCSA	227.29	210,999.99	9.92
SECACAO	396.98	202,364.41	9.51
FABRIGAS (Río Bobos)	199.47	122,567.92	5.76
TECNOGUAT (Matanzas)	188.91	88,481.20	4.16
PASABIEN	165.95	77,573.50	3.65
AMM	79.70	40,734.73	1.91
COELCI	47.28	36,847.30	1.73
OTROS	31.53	17,905.13	0.84
TOTAL	4,061.40	2,127,640.42	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

El incremento en la compra de energía por parte del INDE, ocasionó que su presupuesto se modificara durante estos años. La gráfica 11, permite observar el comportamiento de las principales categorías de gasto, con el monto programado originalmente y el gasto efectuado al final del período analizado. Cabe destacar que la programación presupuestaria, se basó en estimaciones técnicas-económicas por parte del INDE, que respondían a necesidades manifiestas de sus diferentes unidades.

Gráfica 11
 INDE: Comparación de la Programación y Ejecución Presupuestaria, por Categoría de Gasto
 En Miles de Quetzales
 2001-2004

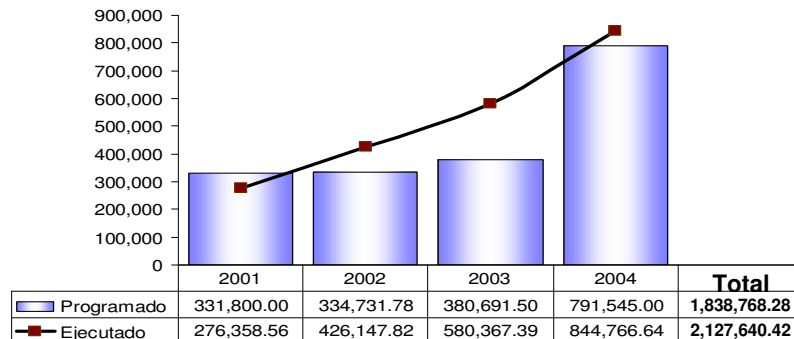


Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

El desequilibrio presupuestario que se dio en el INDE se puede apreciar de una mejor forma en la gráfica 11, donde claramente se observa que en las categorías de compra de energía, el subsidio otorgado a las Empresas Eléctricas Municipales y el fideicomiso fueron las únicas que al final de los cuatro años presentaron mayor ejecución respecto a lo programado, debido a incrementos dados por medio de transferencias y ampliaciones presupuestarias. Sin embargo, para el caso de la compra de energía, este hecho es más significativo, ya que para el período 2001-2004, se programó originalmente la cantidad de Q1,838,768.28 miles y se gastó el monto de Q2,127,640.42 miles, representando un aumento de Q288,872.13 miles, como se aprecia en la gráfica 12:

Dicha gráfica muestra la evolución de la programación inicial y la ejecución final de la compra de energía en el INDE durante el período 2001-2004, la cual, como se mencionó anteriormente presentó niveles más altos de gasto a lo programado inicialmente, exceptuando el año 2001.

Gráfica 12
INDE: Evolución de la compra programada y ejecutada de energía eléctrica
En Miles de Quetzales
 2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

Como efecto económico, se encuentra que el resto de categorías presupuestarias, al contrario, sufrieron reducciones en su presupuesto, entre éstas se encuentran algunas que son vitales para el funcionamiento óptimo del INDE, además de otras que conciernen a la construcción de nueva infraestructura para la generación y transmisión eléctrica, mejoramiento y mantenimiento de la misma, tales categorías fueron mantenimiento de maquinaria, equipo e instalaciones, compra de maquinaria y equipo y la realización de estudios y construcciones.

El principio de subsidiariedad del Estado aplicado al sector eléctrico, debiera ser el de subsidiar primero a los que no tienen ni siquiera el servicio; posteriormente a los que ya tienen servicio pero consumen menos por su condición de pobreza y después asistir de forma gradual a los que consumen más.

2. Efectos económicos de la tarifa social en el mercado eléctrico nacional.

La aplicación de subsidios a determinados bienes, provoca distorsiones en cualquier economía. A continuación se presentan los efectos de la aplicación de la TS a la energía eléctrica en el medio nacional. Como efecto positivo se presenta el impacto que tuvo en la población beneficiada, por otro lado se presenta el efecto negativo que representó para la tarifa no social y por ultimo se analiza el comportamiento del sector generación, entendiendo a éste como representativo del conjunto de sectores responsables de la producción de energía eléctrica.

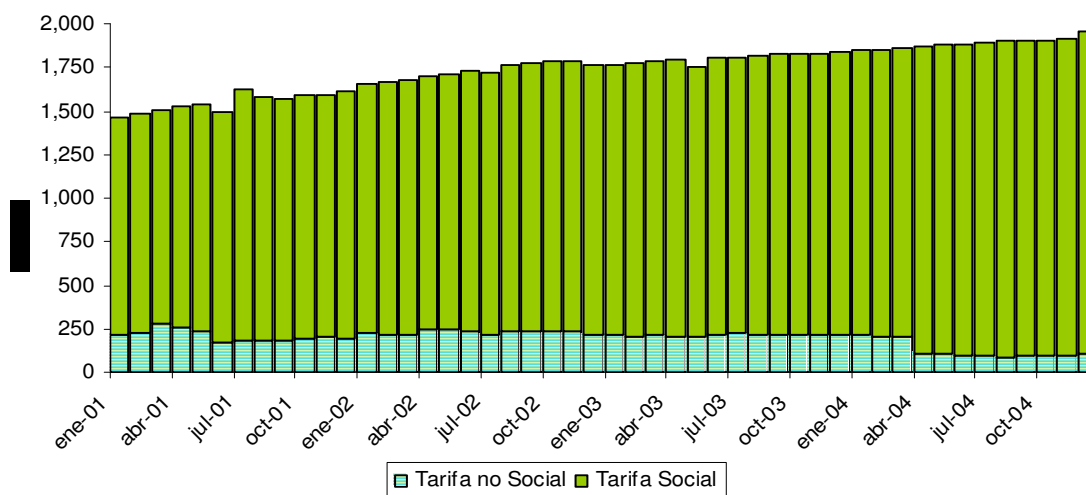
2.1. Población beneficiada.

La aplicación de la tarifa social benefició mensualmente a miles de usuarios de la energía eléctrica durante el período 2001 - 2004. Para enero del año 2001 los usuarios beneficiados sumaban 1,251,199,⁴⁴ de los cuales el 41.52% (519,443) se encontraban bajo el área de influencia de la EEGSA, DEOCSA atendía el 38.32% (479,452) del mercado y DEORSA al restante 20.16% (252,304)

Para el año de 2004 la situación varió, los usuarios de la tarifa social se incrementaron en un 48.32% respecto al 2001, pasando de 1,251,199 consumidores en enero del 2001 a 1,855,758 para diciembre del 2004. La situación respecto a las Empresas distribuidoras también cambió, ya que para la última fecha, DEOCSA aglutinaba al 41.12% de los usuarios (763,088), la EEGSA al 35.69% (662,268) y DEORSA al 23.19% (430,402).

El visible aumento de los usuarios beneficiados con TS, pudo tener su origen en el fraccionamiento de consumo así como la migración de grandes consumidores al mercado abierto⁴⁵. La gráfica siguiente muestra la evolución mensual de usuarios de baja tensión simple de electricidad, divididos por los que no pertenecen a la tarifa normal y los que se incluyeron en ésta.

Gráfica 13
Evolución de la Cantidad de Usuarios de Baja Tensión Simple con TS y con TNS
2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

⁴⁴ Para enero del año 2001 el total de usuarios de baja tensión simple era de 1,463,572. Los usuarios con consumos menores de 300 Kwh. al mes representaban el 85.5%. En diciembre del año 2004 habían 1,855,758 de usuarios de baja tensión simple, de los cuales el 94.8% estaban afectados a la tarifa social.

⁴⁵ Benavides, J., Dussan, M. Economía política de las finanzas y subsidios del Sector Eléctrico de Guatemala. Pág. 2

De acuerdo con la CNEE, la cantidad de población por cada usuario de electricidad, es de 5 personas. Partiendo de esta relación se puede decir que para diciembre de 2004, la población directamente beneficiada con la tarifa social fue de 9,278,790 personas (1,855,758 X 5), lo que equivale al 82.57% de la población guatemalteca⁴⁶.

Tomando en cuenta que SEGEPLAN en el estudio “Reducción de Pobreza (2002)” definió a la población en situación de pobreza general a aquellos hogares cuyo ingreso era inferior a Q1,719.85 mensuales (consumo eléctrico mensual de hasta 53 Kwh.) y en pobreza extrema a aquéllos cuyo ingreso era igual o menor a Q521.25 mensuales (consumo eléctrico mensual de hasta 24 Kwh.), esto implica que el rango de 300 Kwh. por mes que cubre la TS es 5.6 veces mayor que el rango definido como “pobreza general” dentro de este rango se clasifican los consumos que reportan un ingreso familiar de entre Q10,000.00 y Q14,000.00 mensuales.

De acuerdo con la estimación de tarifas, en promedio, cada usuario incluido en la Tarifa Social, pagó 51.52% menos por el servicio de la energía eléctrica en el caso de la EEGSA, si fueron usuarios de DEOCSA, 38.17% menos y si fueron usuarios de DEORSA 36.02%. Por lo que se puede afirmar que el INDE subsidió la tarifa eléctrica en una mayor proporción a los usuarios de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

Este subsidio a la energía eléctrica representó a la población guatemalteca consumidora de energía eléctrica un impacto positivo en la economía familiar durante el período 2001-2004, mostrando para los usuarios con mayores consumos (pero adentro del rango de la TS) un mayor beneficio económico. Respecto al monto monetario que el INDE subsidió a los usuarios de energía eléctrica por rango de ingreso y consumo, se pueden distinguir cinco estratos de consumo mensual, los cuales van desde 24 Kwh. hasta 300 Kwh. El siguiente cuadro presenta la estimación de la suma subsidiada por el INDE de forma anual y un promedio mensual por usuario.

⁴⁶ Para el censo poblacional de 2003 realizado por el INE, la población total de la República de Guatemala era de 11,237,196 personas.

Cuadro 19
Monto Subsidiado por Usuario y Estratos de Consumo
En Quetzales
2001-2004

Estratos		2001	2002	2003	2004	ACUMULADO 2001-2004
24 Kwh/mes	Prom. Mensual	11.31	11.84	13.55	14.36	
	Anual	135.71	142.07	162.58	172.36	612.71
53 Kwh/mes	Prom. Mensual	24.97	26.14	29.92	31.72	
	Anual	299.68	313.73	359.02	380.63	1,353.07
115 Kwh/mes	Prom. Mensual	54.19	56.73	64.92	68.83	
	Anual	650.26	680.74	779.01	825.90	2,935.90
265 Kwh/mes	Prom. Mensual	124.87	130.72	149.59	158.60	
	Anual	1,498.42	1,568.65	1,795.10	1,903.17	6,765.33
300 Kwh/mes	Prom. Mensual	141.36	147.99	169.35	179.54	
	Anual	1,696.32	1,775.83	2,032.19	2,154.53	7,658.87

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

El cuadro anterior presenta el monto subsidiado por usuario, como se mencionó anteriormente, los usuarios con mayores consumos percibieron un mayor beneficio monetario por el consumo de electricidad. Relacionando el promedio mensual del año 2003⁴⁷ de cada tipo de usuario con su ingreso mensual (ver cuadro 4), se tiene que el monto subvencionado representa para el usuario que consume hasta 24 Kwh. al mes el 1.35% de sus ingresos⁴⁸; para el consumidor de 53 Kwh./mes 1.49%; para el usuario de 115 Kwh./mes 1.30%; para la familia con un consumo de 265 Kwh./mes 1.49%; y para los consumidores de 300 Kwh./mes 1.13%.

2.2. Distorsiones en el precio.

Los precios de la tarifa eléctrica durante el período 2001-2004, sufrieron cambios, derivados del subsidio representado por la TS, ya que como se aclaró en el capítulo II, el precio al que se debió ceñir la tarifa eléctrica estuvo dado por el precio fuera de la tarifa social. El cuadro 20, muestra la variación relativa del precio trimestral subsidiado y el precio de mercado, por Empresa Distribuidora.

⁴⁷ Se tomó de base el año 2003, ya que los rangos de ingresos presentados corresponden a dicho año.

⁴⁸ Para la determinación de estas proporciones, se tomó el ingreso máximo que el usuario podría tener en un mes.

Cuadro 20
*Variación Trimestral del Precio Subsidiado y el Precio de Mercado por Empresa Distribuidora
en Quetzales por Kwh. y proporcional
2001-2004*

EEGSA				DEOCSA				DEORSA		
Trimestre	Tarifa Social	Tarifa No Social	Variación relativa	Trimestre	Tarifa Social	Tarifa No Social	Variación relativa	Tarifa Social	Tarifa No Social	Variación relativa
Nov00-Ene01	0.600	1.186	49.4	Ene-Mar01	0.579	0.801	27.7	0.581	0.790	26.5
Feb-Abr01	0.600	1.287	53.4	Abr-Jun01	0.577	0.936	38.4	0.579	0.845	31.5
May-Jul01	0.585	1.348	56.6	Jul-Sept01	0.587	0.857	31.4	0.589	0.845	30.3
Ago-Oct01	0.605	1.220	50.5	Oct-Dic01	0.591	0.932	36.6	0.592	0.920	35.7
Nov01-Ene02	0.614	1.188	48.3	Ene-Mar02	0.607	0.954	36.4	0.611	0.883	30.8
Feb-Abr02	0.624	1.180	47.2	Abr-Jun02	0.605	0.924	34.5	0.607	0.888	31.7
May-Jul02	0.624	1.297	51.9	Jul-Sep02	0.606	0.941	35.7	0.607	0.886	31.6
Ago-Oct02	0.619	1.413	56.2	Oct-Dic02	0.604	1.022	40.9	0.606	0.952	36.4
Nov02-Ene03	0.611	1.259	51.5	Ene-Mar03	0.592	0.947	37.6	0.591	0.966	38.8
Feb-Abr03	0.631	1.303	51.6	Abr-Jun03	0.605	1.075	43.7	0.609	0.967	37.0
May-Jul03	0.645	1.425	54.8	Jul-Sept03	0.622	1.098	43.4	0.624	1.026	39.2
Ago-Oct03	0.645	1.347	52.1	Oct -Dic03	0.622	1.076	42.2	0.624	1.085	42.5
Nov03-Ene04	0.644	1.348	52.2	Ene -Abr04	0.672	1.085	38.1	0.671	1.044	35.7
Feb-Abr04	0.644	1.417	54.5	Mayo-Jul04	0.709	1.256	43.6	0.709	1.271	44.2
May-Jul04	0.709	1.489	52.4	Ago-Oct04	0.708	1.154	38.6	0.702	1.190	41.0
Ago-Oct04	0.709	1.394	49.2	Nov04-Ene05	0.706	1.181	40.2	0.717	1.189	39.7
Nov04-Ene05	0.742	1.423	47.8							

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

La información del cuadro anterior, determina que los usuarios subsidiados de la Empresa Eléctrica de Guatemala (los cuales, como se indicó anteriormente, son los más numerosos) son quienes se beneficiaron más con la modificación de tarifas eléctricas, ya que durante los trimestres estudiados, en promedio, dichos usuarios pagaron una tarifa eléctrica que representaba el 51.73% menos de la tarifa de mercado, en contraste a los usuarios de DEOCSA y DEORSA, quienes pagaron una tarifa que representó 38.05% y 35.79% menos, respectivamente. Por último, se puede establecer que la tarifa eléctrica subsidiada fue en promedio nacional menor en 41.86% durante el período 2001-2004.

Por otra parte, la tarifa social aumentó en menor proporción que la tarifa no social⁴⁹, ya que la primera creció en un 22.03%, mostrando en enero de 2001 una tarifa de Q0.59 por Kwh. hasta llegar a Q0.72 por Kwh. en diciembre de 2004, mientras que la tarifa no social aumentó en 35.48%, ya que en enero de 2001 presentó una tarifa de Q0.93 por Kwh. y en diciembre de 2004 Q1.26 por Kwh.

⁴⁹ Promedio de las tres principales empresas distribuidoras.

Este aumento de más de 13 puntos porcentuales de la TNS respecto a la TS, pudo haber tenido su origen en la disminución de usuarios de TNS (gráfica 13), lo cual se relaciona con los contratos a largo plazo de compra de energía, que se llevaron a cabo entre 1993 y 1997 por la EEGSA, el INDE y generadores privados, producto de los constantes racionamientos de energía eléctrica que se produjeron en 1993. A continuación se explica este fenómeno más a fondo.

Durante el período anterior a la aprobación de la LGE, la EEGSA suscribió 10 contratos de compra de energía a largo plazo por un total de 525 Mw. y el INDE realizó 13 contratos, de los cuales 4 fueron rescindidos, por una capacidad total de 138 Mw.⁵⁰ Los contratos de la EEGSA fueron firmados con centrales termoeléctricas, de los cuales 6, con ingenios azucareros. En el caso del INDE, firmó 7 con centrales hidroeléctricas, una geotérmica y una térmica. Después de la aprobación de la LGE, la EEGSA suscribió un contrato de 120 Mw. con *Guatemalan Generating Group* (GGG) como parte del proceso de privatización de la planta termoeléctrica La Laguna (adquirido posteriormente por Duke Energy). La LGE exige a las empresas distribuidoras tener suscritos contratos a término para cubrir la demanda esperada por los siguientes 24 meses, contratados siguiendo procedimientos de libre competencia. Además, la Ley reconoce que las centrales generadoras que operan con contratos existentes serán despachadas de acuerdo a las normas establecidas en el contrato.

Cuando se privatizó EEGSA, Iberdrola de España heredó los 11 contratos, 10 de los cuales para 2004 aún tenían vigencia. En el caso de DEOCSA y DEORSA, Unión Fenosa suscribió contratos de suministro con el INDE por 5 años con el compromiso de que el INDE traspasaría los contratos iniciales a Unión Fenosa al final de su vigencia. El INDE mantuvo los 9 contratos iniciales, de los cuales 2 fueron rescindidos (61.4 Mw. de capacidad contratada), y a comienzos de 2004 traspasó a Unión Fenosa 6 contratos por una capacidad de 67 Mw.

La mayor parte de los contratos iniciales fueron revisados a partir de 2001 (a excepción del contrato con la planta térmica a carbón de San José) para convertirlos en contratos financieros que se acogen a las normas del mercado mayorista, y eliminar los compromisos de compra de energía (pague lo contratado o take-or-pay) y las cláusulas de ajuste del

⁵⁰ CEPAL. 2001. Guatemala: Informe sobre los contratos de compraventa de energía eléctrica suscritos por las empresas del estado en el período 1992-1997. Marzo. Pág. 7.

cargo de capacidad. En contraprestación, se aumentó en 5 años la duración de los contratos. El Cuadro 21 resume las condiciones de los contratos PPA (compra de potencia de energía, por sus siglas en español) de EEGSA y el Cuadro 22 las de los contratos de DEOCSA y DEORSA, para atender la demanda no asociada con la tarifa social.

Aun cuando en 1998 EGGSA recibió contratos de suministro por una capacidad ligeramente menor a su demanda, “a finales de 2003 ya tenía un problema crítico de sobrecontratación pues la demanda regulada no asociada con la tarifa social se redujo sustancialmente por la migración de los grandes consumidores al mercado libre y el traslado de buena parte de la demanda residencial a la tarifa social. La sobrecontratación se eliminó a comienzos de 2004, una vez el INDE llegó a un acuerdo con la EEGSA para comprarle en el mercado a término iguales volúmenes de potencia y energía a los contratados con la planta de Duke, en las mismas condiciones establecidas en el contrato y, por otra parte, la planta de Tampa pasó a prestar el servicio complementario de reserva rápida. Con esto se redujo a 390 Mw. la capacidad contratada por la EEGSA, apenas suficiente para atender una demanda máxima de aproximadamente 400 Mw. de la TNS”.⁵¹

Cuadro 21
Contratos PPA de EEGSA
1994 - 2004

No.	Nombre del Generador	Fecha de Inicio del Contrato	Tipo de Generación, Combustible	Potencia Contratada Mw		Precio Potencia US\$/Kw/Mes		Precio Energía US\$/Mvh	
				Zafra	No Zafra	Zafra	No Zafra	Zafra	No Zafra
1	Puerto Quetzal Central Generadora	23/02/1993	Bunker	110.0		20.94		35 (+) ajuste variable	
2	San José Tampa	19/01/2000	Carbón	120.0		20.88		40 (+) ajuste	
3	Centroamericana de Electricidad, Ltda.	14/09/1995	Diesel	78.0		16.53 + ajuste		DEEGSA paga Combustible más los costos de O&M Variables	
4	Duke Energy International, Fase II	01/01/2004	Bunker / Orimulsión	150.0		17.25		23 (+) ajuste	
Ingenios									
5	Ingenio Santa Ana	28/04/1994	Bagazo/Bunker	35.0	27.5	19.70	15.20	34 + ajuste variable	40 + ajuste variable
6	Ingenio Concepción	28/04/1994	Bagazo/Bunker	25.0	22.0	19.70	15.20	34 + ajuste variable	40 + ajuste variable
7	Ingenio Madre Tierra	01/03/1997	Bagazo/Bunker	20.0	16.5	19.70	15.20	34 + ajuste variable	40 + ajuste variable
8	Ingenio La Unión	28/04/1994	Bagazo/Bunker	30.0	23.1	19.70	15.20	34 + ajuste variable	40 + ajuste variable
9	Ingenio Pantaleón	28/04/1994	Bagazo/Bunker	35.0	27.5	19.70	15.20	34 + ajuste variable	40 + ajuste variable
10	Ingenio Magdalena	28/04/1994	Bagazo/Bunker	15.4	12.1	19.70	15.20	34 + ajuste variable	40 + ajuste variable
Total Contratado				618.4	586.7				

Fuente: CNEE

⁵¹ Idem. Pág. 8

Cuadro 22
Resumen contratos TNS (DEOCSA y DEORSA)
Condiciones para inicio del año 2004

CONCEPTO		DEOCSA	DEORSA
Contratos PPAs traspasados (4 hidros, 1 geo y 1 diesel)			
	Vencimiento	2,017	2,017
	Potencia contratada Mw	39.6	27.4
	Energía contratada Gwh/año	303	132.3
	Precio monómico US\$/Mwh	68.9	106.6
INDE			
	Vencimiento	2,005	2,005
	Potencia contratada Mw	127.6	72.1
	Energía contratada Gwh/año	188.6	333.6
	Precio monómico US\$/Mwh	59.7	68.1

Fuente: CNEE

Con la asignación de los contratos de suministro iniciales (PPA) a las empresas privatizadas se segmentó el mercado mayorista a término. EEGSA recibió contratos a largo plazo con generadores termoeléctricos, suficientes para cubrir su demanda total, con cargos de potencia relativamente altos y cargos de energía indexados a los precios internacionales de los combustibles. DEOCSA y DEORSA recibieron contratos iniciales a 5 años con el INDE en términos más favorables que los anteriores y no indexados al precio de los combustibles. Tanto la EEGSA como DEOCSA y DEORSA tenían el derecho a trasladar el costo de los contratos iniciales a las tarifas reguladas. Por otra parte, los usuarios regulados que calificaban como grandes usuarios tenían acceso a fuentes suministro de energía a precios más bajos que la tarifa regulada, la cual reflejaba el costo de los contratos PPA.

El mecanismo de ajuste trimestral y anual de las tarifas se debería comenzar a aplicar a mediados de 1999, precisamente cuando se inició el aumento sustancial en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y se presentó una devaluación acelerada del Quetzal. Estas variaciones incrementaron sustancialmente los costos de compra de energía (especialmente los PPAs térmicos suscritos por EEGSA) y otros costos que se debían trasladar a la tarifa regulada, pero esto posiblemente no se hizo debido al impacto político ante la proximidad de las elecciones presidenciales a finales de 1999.

Para suavizar el impacto tarifario del aumento de los costos, el Gobierno decidió subsidiar entre julio de 1999 y marzo de 2000 las tarifas para consumos inferiores a 650 Kwh./mes (98.00% de los usuarios), el cual se redujo a 300 Kwh. entre abril y diciembre de

2000 (87.00% de los usuarios). El subsidio en esos 2 años fue cubierto por el INDE en la forma de un aporte tarifario directo, el cual se estima en Q480.40 millones.

En la práctica, el subsidio se deriva del hecho que desde el punto de vista del suministro de energía el mercado de usuarios regulados se segmenta en dos, como se mencionó anteriormente: los usuarios beneficiados por la tarifa social, atendidos por nuevos contratos de suministro a precios más bajos que los precios del mercado, contratados únicamente con el INDE; y los demás usuarios regulados que pagan el costo de suministro de los contratos PPA originales, sin importar que la capacidad contratada sea mayor que lo requerido para atender su demanda.

La situación de los usuarios regulados de EEGSA que no son elegibles a la tarifa social se volvió insostenible pues tenían que asumir el costo creciente de los contratos iniciales con una base de demanda decreciente (la tarifa promedio de baja tensión para finales del año 2004 aumento 35.48% respecto a la tarifa a comienzos de 2001). Los usuarios regulados que cumplían con los requisitos de grandes usuarios tenían la posibilidad de negociar en forma libre el suministro de energía a precios inferiores de los que reconocía la tarifa regulada. La fuga de usuarios regulados elegibles al mercado libre disminuyó la base de demanda regulada y aumentó la TNS, lo cual incentivó aún más la fuga de usuarios elegibles (Ver Gráfica 13). Finalmente, con la creación de la tarifa social se redujo sustancialmente la base de la demanda regulada sobre la cual se repartían los costos de los contratos iniciales de la EEGSA. El mercado de grandes usuarios se desarrolló de niveles iniciales inferiores a 10.00% de la demanda a comienzos de 1999 a niveles de 27.00% a finales de 2003

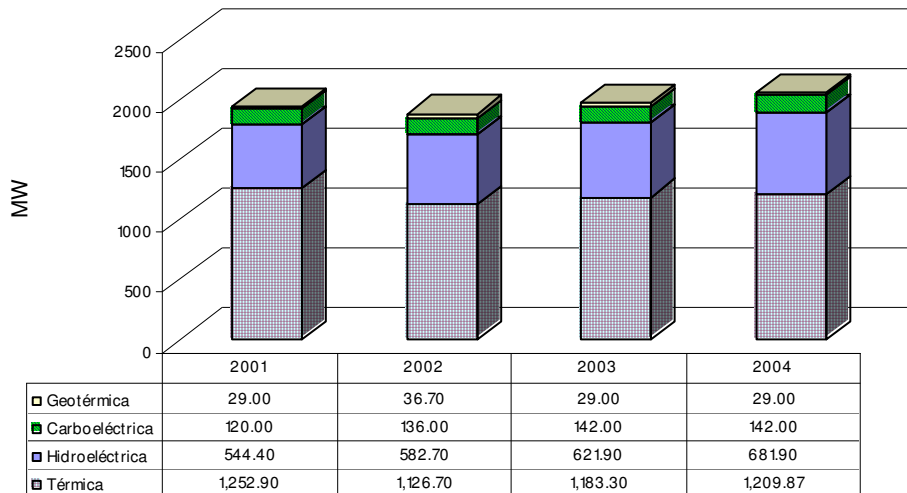
2.3. Comportamiento de la oferta de energía eléctrica.

El crecimiento de la oferta de energía eléctrica para el período 2001-2004, medida como la capacidad instalada para la producción de la misma, de acuerdo a estándares internacionales, debería responder como mínimo al crecimiento de la economía en términos reales. En este sentido, el crecimiento de la capacidad instalada sobrepasó el crecimiento económico, con excepción del año 2002,⁵² año en el cual la Planta Calderas y el Grupo Generador de Guatemala sometieron sus instalaciones a trabajos de mantenimiento que repercutieron en la oferta de energía eléctrica.

⁵² De acuerdo al Banco de Guatemala, para el año 2,002 la tasa de crecimiento de la economía en términos reales fue de 2.25%, en contraste con la tasa de crecimiento de la capacidad instalada, la cual fue de -3.30%, de acuerdo con la CNEE.

Respecto al tipo de tecnología usado para la generación, el comportamiento de la oferta de energía eléctrica durante el período 2001-2004, presentó modificaciones. La siguiente gráfica muestra la evolución de la capacidad instalada para la producción de energía eléctrica por año y por tipo de tecnología.

Gráfica 14
Evolución de la Capacidad Instalada para la Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Tecnología En Mw. 2001-2004



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE

En este caso, para el período 2001-2004, la electricidad generada a partir de fuentes hidráulicas creció 25.26%, la térmica disminuyó en 3.43%, la geotérmica no mostró variación y la carboeléctrica (energía producida en base a carbón natural) mostró un aumento de 18.33%.

Según el origen del capital de la producción de energía eléctrica el sector privado fue más dinámico que el INDE, ya que mostraron diferentes niveles de crecimiento de generación eléctrica durante el período 2001 - 2004, como lo muestra el siguiente cuadro.

Cuadro 23
Crecimiento Porcentual Anual de la Producción de Energía Eléctrica por Origen del Capital Período 2001-2004

	2001	2002	2003	2004	Promedio
INDE	(8.40)	4.53	4.91	23.69	6.18
PRIVADO	8.47	20.03	(7.01)	13.54	8.76

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE y el AMM.

Durante el período 2000-2004, el crecimiento promedio de producción del sector eléctrico público fue de 6.30%, mientras el sector privado mostró un crecimiento más elevado con un 11.76%. Este comportamiento de menor dinamismo en el INDE (excepto en el año 2004), pudo haberse debido al bajo nivel de inversión y mantenimientos en el sector generación mostrado en dicho ciclo, tal como se comprobó anteriormente en el análisis presupuestario.

En términos generales, la oferta global de energía eléctrica, no sufrió cambios derivados de la TS, ya que los cambios fueron compensados de acuerdo a las necesidades del mercado. A pesar de que hubo cambios en la producción por origen en el capital, específicamente en el INDE, estos fueron equilibrados con los aumentos de la generación de energía de capital privado

3. Posible escenario del mercado eléctrico nacional.

Un objetivo de este trabajo es presentar escenarios de la continuación de la TS, sin embargo en el transcurso de la elaboración de este documento, la Ley de la Tarifa Social sufrió cambios⁵³, por lo que realizar los escenarios es totalmente inválido, por lo tanto, solamente se presenta un escenario posible para el mercado de la energía eléctrica, cambiando el rango de consumo mensual de la tarifa social continuando las demás condiciones.

a. Disminución de la TS para cubrir hasta 265 Kwh.⁵⁴

Esta reducción de 11.67%, permitiría obtener mayores ingresos por la venta de energía eléctrica para el INDE y en una menor compra de energía eléctrica en bloque a generadores privados. Además proveería una capitalización que mejoraría su situación financiera, lo que proporcionaría cierto margen para la realización de mantenimientos preventivos y correctivos a las instalaciones de generación y transporte de energía eléctrica, además de retomar el Plan de Electrificación Rural y continuar con la interconexión eléctrica del área.

⁵³ El primer cambio consistió en el escalonamiento de tarifas realizado en marzo de 2005, donde la TS incluiría a todos los usuarios que consumieran hasta 100 Kwh. al mes, y en el rango de 101 a 300 Kwh. al mes, tarifas diferentes cada 25 Kwh.. El segundo cambio se efectuó en julio de 2006, cuando se estableció la TS únicamente para los usuarios que consumieran menos de 100 Kwh. al mes.

⁵⁴ Según datos de SEGEPLAN (ver cuadro 4), los usuarios con consumos de 265 Kwh. al mes poseen ingresos familiares de hasta Q9,999.

Este ajuste de tarifas, permitiría incrementar los ingresos anuales en aproximadamente Q580,000.00 miles⁵⁵ y se podrían reducir las compras de energía en Q250,000.00 miles⁵⁶ anuales.

De acuerdo con los resultados obtenidos, con una disminución de 35 Kwh. al mes en el rango de aplicación de la tarifa social por parte del INDE, seguiría cubriendo a un 86% del total de usuarios con baja tensión simple. A continuación se presenta la gráfica de la estimación anual de los usuarios que serían beneficiados con dicha medida.

Esta proyección se realizó conociendo que el 86% de los usuarios a nivel nacional consumen hasta 265 Kwh. al mes, tienen un ingreso mensual de hasta Q9,999.00 y considerando el comportamiento del consumo de energía eléctrica del año 2004.

⁵⁵ Monto estimado de la venta de energía eléctrica, con menor cantidad de Kwh. vendidos en el nuevo escenario de la TS (se estima un 35% de disminución) con precios de energía eléctrica del 2004.

⁵⁶ Este ahorro monetario sería posible por la reducción en un 35% las compras anuales de energía eléctrica del INDE a terceros.

CONCLUSIONES

1. Se concluye que la hipótesis general de la investigación se rechaza, derivado de que se determinó que lo que produjo un debilitamiento de las finanzas del INDE fue el diferencial entre el precio de compra y venta de energía, el cual para el año 2004 fue Q0.52 por Kwh y Q0.26 por Kwh., respectivamente.
2. La tarifa social de la energía eléctrica aplicada por el INDE en el período 2001-2004 fue en promedio Q0.63 por Kwh. /mes y el costo de oportunidad social Q0.91 por Kwh. /mes, es decir que de no haber existido un subsidio a la energía eléctrica para cierto segmento de usuarios, la tarifa eléctrica de equilibrio para los consumidores de bts, hubiera sido en promedio del período en referencia Q0.91 por Kwh./mes.
3. La regulación tarifaria para el caso de la energía eléctrica en Guatemala, se justifica por la existencia de un sistema de distribución de tipo monopólico, ya que se determinó que existe una repartición de mercados de tipo cártel.
4. Con base en el análisis de los indicadores financieros del INDE para el período 2001-2004, se puede concluir que los coeficientes más significativos, es decir, de liquidez y rentabilidad, presentaron retrocesos importantes, debido principalmente al incremento significativo en la compra de energía eléctrica en bloque a terceros.
5. El comportamiento de la oferta global de energía eléctrica, medido a través de la capacidad instalada, no presentó evidencia de que halla sido alterado por la tarifa social; variando únicamente el tipo de tecnología usado para la generación y el origen del capital.
6. Los precios de la tarifa eléctrica no social durante el período 2001-2004, sufrieron mayores alzas, en comparación a las tarifas relacionadas con la tarifa social, ya que las primeras aumentaron en 35.48% y las segundas en 22.32%, lo que puede ser explicado por los contratos PPA que las empresas distribuidoras firmaron en la década de 1990.

7. Se estimó el costo de oportunidad del INDE en Q1,479,949.11 miles, cantidad que se estableció a partir de comparar la cantidad monetaria obtenida por la venta de energía eléctrica con tarifa social durante los años 2001 a 2004 y la cantidad de dinero que hubiera recibido el INDE por la misma cantidad de energía eléctrica, calculado a través de la tarifa marginal. Con el monto anterior, el INDE pudo haber sido capaz de conectar a 269,082 nuevos usuarios, el cual correspondería al uso alternativo de los recursos.
8. De acuerdo con la estimación de tarifas, en promedio, cada usuario incluido en la tarifa social de la EEGSA pagó 51.52% menos por el servicio de la energía eléctrica, si fueron usuarios de DEOCSA 38.17% menos y si fueron usuarios de DEORSA, 36.02% menos. Por lo que se puede concluir que el INDE subsidió la tarifa eléctrica en una mayor proporción a los usuarios de los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. Los usuarios que se beneficiaron con la tarifa social fueron aquellos que contaban con ingresos familiares mensuales menores a Q10,000.00, aproximadamente.
9. El precio de equilibrio anual del Kwh./mes de la tarifa eléctrica, establecido a través de la metodología del costo de oportunidad social, durante el período 2001-2004, fue el siguiente:

2001	2002	2003	2004
0.91	0.89	0.93	0.90

RECOMENDACIONES

1. Revisar los contratos PPA firmados en la década de 1990 entre los generadores privados el INDE y la EEGSA para adaptarlos a la realidad energética del país.
2. Que la Comisión Nacional de Electricidad promueva el sistema de tarifación de costos marginales de largo plazo también para los consumidores de baja tensión simple.
3. Debido a que la Ley de la Tarifa Social no ataca los problemas de fondo de los precios de la electricidad en Guatemala, se recomienda la promoción de Leyes que propicien la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
4. Se recomienda que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, continúen con el escalonamiento del subsidio y que se aplique exclusivamente al servicio residencial, para que éste se vea reflejado en la población de más bajos recursos, la cual consume hasta 100 Kwh. al mes.
5. A su vez se recomienda, derivado de dicho escalonamiento y para que el INDE sea autofinanciable a largo plazo, sanear las finanzas del INDE, por medio de un plan de mediano y largo plazo, el cual incluya el mantenimiento integral de sus instalaciones y la inversión en proyectos de transmisión, transformación y generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables.
6. Liberar la contratación del servicio de energía eléctrica, esto significa; eliminar el sistema de cártel existente en el sistema de distribución.
7. Continuar con el Plan de Electrificación Rural por medio de recursos provenientes del Gobierno Central y el INDE, para que la electricidad, como fuente de desarrollo, abarque a más cantidad de usuarios en todo el país.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 Ana, Rivera. Los Subsidios... Fortaleza o Debilidad. División de Integración y Análisis Global del Presupuesto. El Salvador. 2002.
- 2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2005. Evolución del Índice de Electrificación 1995-2004. Guatemala. 2005.
- 3 Congreso de la República de Guatemala. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Guatemala, 1998.
- 4 Congreso de la República de Guatemala. Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica. Guatemala. 2001.
- 5 Congreso de la República de Guatemala. Ley General de Electricidad y su Reglamento. Guatemala. 1996.
- 6 Congreso de la República de Guatemala. Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-. Guatemala, 1994.
- 7 Congreso de la República de Guatemala. Ley Orgánica del Presupuesto y su Reglamento. Guatemala. 1997.
- 8 Damodar, Gujarati. Econometría. Tercera edición. Editorial McGraw-Hill. Colombia. 2001.
- 9 Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Cuadros Estadísticos del Programa de Electrificación Rural (PER). Guatemala. 2003.
- 10 Héctor Pistonesi. Política de Precios a la Energía. Comisión Económica para América Latina y el Caribe de las Naciones Unidas.-CEPAL-. Chile. 2004.
- 11 Instituto Nacional de Electrificación -INDE-. Estadísticas del Sistema Nacional Interconectado 1999-2002. Guatemala. 2004.
- 12 Instituto Nacional de Electrificación -INDE-. Manual de Inducción 2002. Segunda Edición. Guatemala. 2002.
- 13 Instituto Nacional de Estadística (INE). Censo Poblacional de Guatemala. Guatemala. 2003
- 14 Instituto Nacional de Estadística (INE). Encuesta de Condiciones de Vida (ENCOVI). Guatemala. 2003.
- 15 Jean A., Weber. Matemáticas para administración y economía. Cuarta Edición. Editorial Harla. México. 1982.

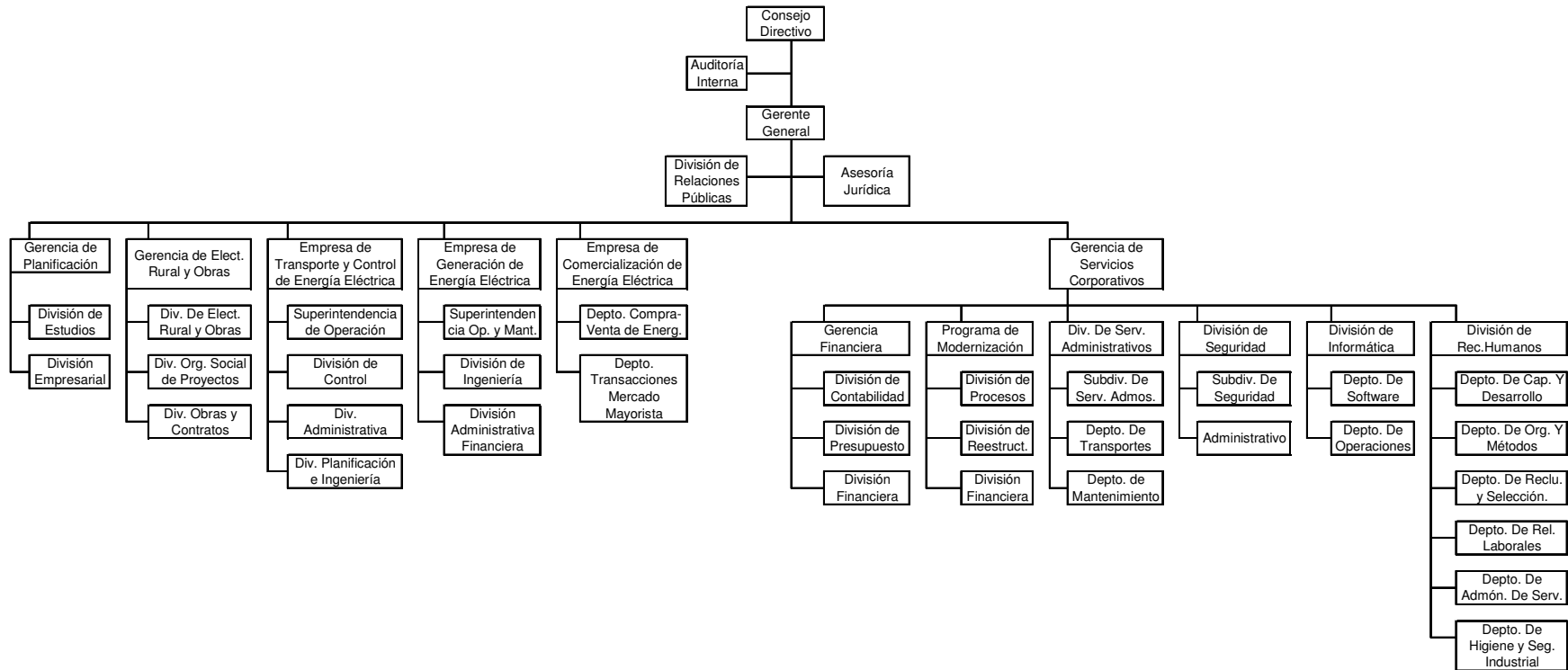
- 16 Juan-Pablo, Montero. Salvador, Valdés. Notas para una Regulación Eficiente de la Transmisión Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile. Instituto de Economía. Chile. 2005.
- 17 Juan Benavides, Manuel Dussan. Economía Política de las Finanzas y Subsidios del Sector Eléctrico de Guatemala. Banco Interamericano de Desarrollo. Estados Unidos de América. 2004.
- 18 Lawrence, Gitman. Administración Financiera, Octava Edición. Editorial Prentice Hall. México. 1998.
- 19 Paul, Joskow. Jean, Tirole. Reliability and Competitive Electricity Markets. Toulouse Francia, 2004.
- 20 Paul, Samuelson. William, Nordhaus. Economía. Decimoquinta Edición. Editorial Mc Graw Hill México. 1996.
- 21 Roger, Miller. Microeconomía Moderna. Séptima edición. Editorial Harla. México. 1995.
- 22 Samantha, Doove. Owen, Gabbitas. Price Effects of Regulation: International Air Passenger Transport, Telecommunications and Electricity Supply. The Productivity Commission. Australia. 2001.
- 23 Secretaría de Programación y Planificación de la Presidencia de la República - SEGEPLAN-. Estrategia de Reducción de la Pobreza 2004-2015. Guatemala. 2003.
- 24 Timothy, Gallagher. Charles, Horngren. Lawrence, Gitman. Douglas, Emery. Finanzas. Primera Edición. Editorial Prentice Hall. México. 2005.
- 25 Universidad de Cuenca, Ecuador. Impacto Social de la Política de Subsidios Sociales Básicos (1982-1999). Ecuador. 2001.
- 26 Víctor, Rodríguez. Claudia, Sheinbaum. El Sistema de Precios de la Electricidad en México; Problemas y Soluciones. Facultad de Ingeniería, UNAM. México. 2002.

ANEXOS

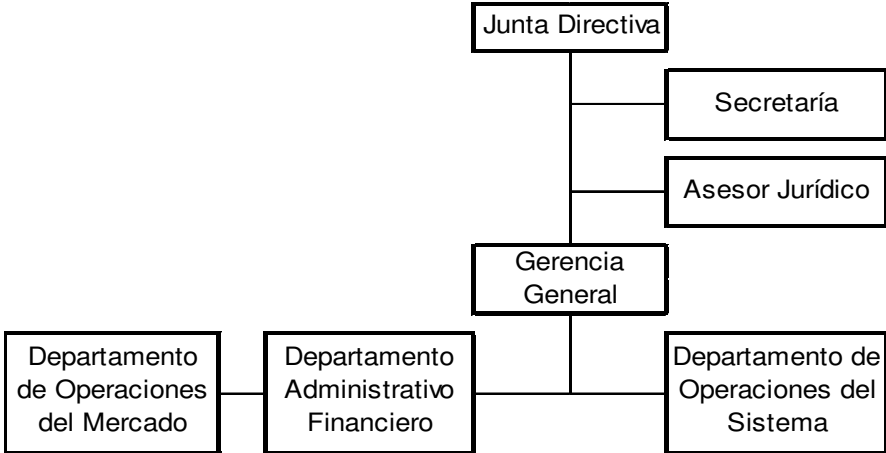
1. - Organigrama general del INDE, año 2004.
 - Organigrama general del AMM, año 2004.
2. Aplicación del principio del costo marginal. El caso de Guatemala
3. INDE. Balance general y estado de resultados, años 2001-2004.
4. Leyes:
Ley Orgánica del INDE.
Ley General de Electricidad.
Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica.

ANEXO 1

INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE- ORGANIGRAMA GENERAL AÑO 2004



**ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM-
ORGANIGRAMA GENERAL AÑO 2004**



ANEXO 2

APLICACIÓN DEL PRINCIPIO DEL COSTO MARGINAL A LA TARIFACIÓN ELÉCTRICA. EL CASO DE GUATEMALA⁵⁷ PERÍODO 2001-2004

En este apartado anexo, se presenta el cálculo del costo marginal de largo plazo (CMLP) de la energía eléctrica para el caso del sistema eléctrico guatemalteco, el cual se realizó con base a los lineamientos que para el caso recomienda la Comisión Económica para América Latina y el Caribe -CEPAL-.

A. DATOS⁵⁸

1. Características del sistema eléctrico

Cuadro N° 1^{*/}

	Punta				Fuera de Punta			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
Demanda de Energía (Gwh.)	1,764.23	1,876.13	1,967.14	2,107.27	5,292.69	5,628.39	5,901.42	6,321.80
Generación								
Hidráulica/geotérmica	491.60	448.02	474.32	548.28	2,458.00	2,240.12	2,371.61	2,741.40
Balance	1,272.63	1,428.11	1,492.82	1,558.99	2,834.69	3,388.27	3,529.81	3,580.40
Generación térmica								
a) Turbovapor	368.15	410.03	386.92	423.04	1,426.60	1,588.87	1,499.32	1,639.27
b) Turbogas y otros térmicos	904.48	1,018.08	1,105.90	1,135.95	1,408.09	1,799.40	2,030.49	1,941.13

2. Costos variables de la generación térmica

Cuadro N° 2^{/}**

Equipamiento	Costo (Q)			
	2001	2002	2003	2004
Turbovapor	39.89	38.87	40.12	38.68
Turbogas	63.83	62.20	64.20	61.90

⁵⁷ Basado en "Política de Precios de la Energía". Héctor Pistonesi. Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL-. Santiago de Chile, Chile.

⁵⁸ Los datos tienen la siguiente fuente:

*/ Administrador del Mercado Mayorista -AMM-.

**/ Comisión Económica para América Latina y el Caribe -CEPAL-.

Las cifras de la CEPAL son cálculos generalmente aceptados para los sistemas de energía eléctrica de América Latina y el Caribe.

3. Pérdidas de transmisión y distribución

Cuadro N° 3^{*/}

	Pérdidas (%)							
	Punta				Fuera de Punta			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
Transmisión	1.25	1.21	1.74	1.64	0.94	0.91	1.31	1.23
Distribución	2.50	2.43	3.48	3.29	1.87	1.82	2.61	2.47

* Calculadas como porcentaje de la energía entregada a la red correspondiente.

4. Expansión de la capacidad de generación

En el sistema considerado, que es predominantemente térmico (para el año 2004 el 58.65% de la capacidad instalada), la potencia marginal adicional requerida en los períodos de punta es provista por turbinas de gas. Si la capacidad del sistema es justo la suficiente para abastecer la demanda máxima de punta, cualquier incremento pequeño será provisto por medio de capacidad adicional de turbinas de gas.

Cuadro N° 4^{/}**

	2001	2002	2003	2004
a) Dato de inversión: \$ 350 por Kw. ⁵⁹	2,792.54	2,721.20	2,808.62	2,707.94
b) Vida útil del equipamiento (años).	15	15	15	15
c) Tasa de descuento (%).	12	12	12	12
d) Costo fijo de operación y mantenimiento expresado como porcentaje del costo de inversión (%).	1.5	1.5	1.5	1.5
e) Porcentaje de reserva: (%).	20	20	20	20

5. Expansión de la capacidad de transmisión y distribución

Cuadro 5^{/}**

	Transmisión				Distribución			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
a) Valor presente del costo de inversión (Q)	986.16	960.97	991.84	956.29	1,760.10	1,715.13	1,770.23	1,706.77
b) Valor presente de los incrementos de carga (Gw)	3.45	3.36	3.47	3.34	4.31	4.20	4.33	4.18
c) Vida útil de las instalaciones (años)	25	25	25	25	25	25	25	25
d) Tasa de actualización (%)	12	12	12	12	12	12	12	12

⁵⁹ El dato de inversión se convirtió a Quetzales con la tasa de cambio promedio ponderado anual del Sistema de Negociación Electrónico de Divisas -SINEDI-.

B. CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL CMLP

1 Cálculo del costo marginal de energía

Para el cálculo del costo marginal de energía, en el caso considerado, deben tomarse en cuenta los datos de los Cuadros N° 2 y N° 3. Para las horas de punta el costo marginal a nivel de generación viene dado por el costo variable (medio o marginal) de las turbinas de gas (Q63.83 para 2001).

El correspondiente de las horas de valle es el costo variable (medio o marginal) del equipamiento turbovapor (Q39.89 para 2001).

Para obtener el costo marginal de energía a media tensión deben considerarse las pérdidas de transmisión y en baja tensión las pérdidas de transmisión y distribución.

Cuadro N° 6
Costo marginal de energía (Q)

A nivel de:	Punta				Fuera de Punta			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
Generación	63.83	62.20	64.20	61.90	39.89	38.87	40.12	38.68
Media Tensión (MT)	64.63	62.95	65.32	62.91	40.27	39.23	40.65	39.16
Baja Tensión (BT)	66.24	64.48	67.59	64.98	41.02	39.94	41.71	40.13

Los valores del costo marginal de energía en MT y BT (año 2001) se obtienen realizando los cálculos que se indican a continuación:

$$\text{CMLP}_{EP}(\text{MT}) = \text{CMLP}_{EP}(\text{G}) (1 + P_{TP}) = 63.83 (1.0125) = 64.63$$

$$\text{CMLP}_{EFP}(\text{MT}) = \text{CMLP}_{EFP}(\text{G}) (1 + P_{TFP}) = 39.89 (1.0094) = 40.27$$

$$\text{CMLP}_{EP}(\text{BT}) = \text{CMLP}_{EP}(\text{G}) (1 + P_{TP}) (1 + P_{BP}) = 63.83 (1.0125) (1.025) = 66.24$$

$$\text{CMLP}_{EFP}(\text{BT}) = \text{CMLP}_{EFP}(\text{G}) (1 + P_{TGP}) (1 + P_{DFP}) = 39.89 (1.0094) (1.0187) = 41.02$$

2 Cálculo del costo marginal de capacidad de generación

Para calcular el costo marginal de capacidad de generación se utilizan los datos del Cuadro N° 4. En primer lugar se debe analizar el costo de inversión. Para ello se utiliza la fórmula financiera del Factor de Recuperación del Capital (FRC) que se define del siguiente modo:

$$FRC = \frac{(1+r)^n \cdot xr}{(1+r)^n - 1}$$

donde n es el período de vida útil del equipamiento y r la tasa de actualización. Teniendo en cuenta los datos del Cuadro N° 4, el valor de este factor es:

$$FRC = \frac{(1+0.12)^{15} \cdot 0.12}{(1+0.12)^{15} - 1} = 0.147$$

Es decir que el costo de inversión anualizado (CIA):

$$(2001) \text{ CIA} = \text{CI} \times \text{FRC} = 2,792.54 \text{ Q/Kw} \times 0.147 = 410.50 \text{ Q/Kw}$$

Cuadro N° 7
Costo de inversión anualizado

	2001	2002	2003	2004
Costo de inversión anualizado Q/Kw.	410.50	400.02	412.87	398.07

Por otra parte el Costo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOM):

$$(2001) \text{ CFOM} = \text{CI} \times 0.015 = 2,792.54 \text{ Q/Kw} \times 0.015 = 41.89 \text{ Q/Kw}$$

Cuadro N° 8
Costo fijo de operación y mantenimiento

	2001	2002	2003	2004
Costo fijo de operación y mantenimiento Q/Kw	41.89	40.82	42.13	40.62

En consecuencia, el costo marginal de largo plazo de capacidad de generación (CMLP_{cg}) es:

$$(2001) \text{ CMLP}_{cg} = (\text{CIA} + \text{CFOM}) (1 + \text{MR}^{**}) = (410.50 \text{ Q/Kw} + 41.89 \text{ Q/Kw}) (1+0.20) = 542.87 \text{ Q/Kw/año}$$

donde MR es el margen de reserva.

Cuadro N° 9
Costo marginal de largo plazo de capacidad de generación

	2001	2002	2003	2004
Costo marginal de largo plazo de capacidad de generación Q/Kw/año	542.87	529.00	546.00	526.42

3 Cálculo del costo marginal de capacidad de transmisión y distribución

El primer paso para el cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión y distribución es obtener los valores del costo medio incremental correspondiente a cada caso. Por definición el costo medio incremental (CMI) es:

$$CMI = (\text{Costo de inversión actualizado}) / (\text{Incrementos de potencia actualizados})$$

Entonces, de acuerdo con los datos del Cuadro N° 5 se tiene que:

$$CMI_{CT} = \left(\frac{986.16 \times 10^6 Q}{3.45 Gw} \right) / 1,000,000 = 286.11 Q / Kw$$

$$CMI_{CD} = \left(\frac{1,760.10 \times 10^6 Q}{4.31 Gw} \right) / 1,000,000 = 408.52 Q / Kw$$

Con la particularidad que el resultado del CMI_{CT} y CMI_{CD} es igual para los 4 años.

Para este caso el factor de recuperación del capital es para los 4 años:

$$FRC = \frac{(1+0.12)^{25} \times 0.12}{(1+0.12)^{25} - 1} = 0.1275$$

Es decir que el costo de inversión analizado es en cada caso:

$$CMIA_{CT} = CMI_{CT} \times FRC = 286.11 \text{ Q/Kw} \times 0.1275 = 36.48 \text{ Q/Kw/año}$$

$$CMIA_{CD} = CMI_{CD} \times FRC = 408.52 \text{ Q/Kw} \times 0.1275 = 52.09 \text{ Q/Kw/año}$$

4 Costos marginales de capacidad a diferentes niveles

Para tener el valor de los costos marginales de capacidad a los diferentes niveles (de tensión) deben tenerse en cuenta las pérdidas. Puesto que se trata de costos de capacidad, deben considerarse las pérdidas de punta del Cuadro N° 3.

Así por ejemplo:

$$CMLP_{cg} (MT) = CMLP_{cg} (G) (1+P_{TP}) = 542.87 \text{ Q/Kw/año} (1+0.0125) = 549.65 \text{ Q/Kw/año}$$

$$CMLP_{CT} (BT) = CMIA_{CT} (1+P_{TP}) (1+P_{DP}) = 36.48 \text{ Q/Kw/año} (1+0.0125) (1+0.025) = 37.86 \text{ Q/Kw/año}$$

$$CMLP_{CD} (BT) = CMIA_{CD} (1+P_{DP}) = 52.09 \text{ Q/Kw/año} (1+0.025) = 53.39 \text{ Q/Kw/año}$$

Los valores resultantes se consignan en el Cuadro N° 10.

Cuadro N° 10
Costos marginales de Capacidad (Q/Kw/año)

A nivel de	Generación				Transmisión				Distribución			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
Generación	542.87	529.00	546.00	526.42	-	-	-	-	-	-	-	-
Media Tensión	549.65	535.42	555.51	535.08	36.03	36.04	35.85	35.89	-	-	-	-
Baja Tensión	563.38	548.41	574.86	552.67	37.86	37.82	38.41	38.30	53.39	53.35	53.90	53.80

C. Cálculo de tarifas

Usuario residencial que toma en baja tensión

a) Datos**/

- i) Factor de carga = 0.2055 (esto equivale a 1800 hrs./año de utilización)
- ii) 1000 hrs. de demanda en punta
- iii) Factor de Coincidencia: 1 tanto a nivel de generación-transmisión como a nivel de la distribución

b) Costo de energía (en Q/Kw/año)

Este costo puede calcularse del siguiente modo:

$$CE = (\text{Dem. en hrs. de punta}) \times (\text{Costo mgl de energía en hrs. de punta}) + (\text{Dem. en hrs. f/ de punta}) \times (\text{Costo mgl de energía en hrs. f/de punta})$$

Es decir:

(2001)

$$CE = (1000 \times 0.6624) + (800 \times 0.4102) = \underline{990.58 \text{ Q/Kw/año}}$$

Cuadro N° 11
Costo de energía

	2001	2002	2003	2004
Costo de energía Q/Kw/año	990.58	964.34	1,009.58	970.84

c) Costo de capacidad

Para el cálculo de los costos de capacidad atribuibles a este usuario puede multiplicarse los factores de contribución a la carga máxima por los costos de capacidad correspondientes a su nivel de baja tensión (Cuadro N° 10). Es decir que en baja tensión se tendría:

$$CC = (CMLP_{CG}(BT) + CMLP_{CT}(BT)) \times FC_{GT} + CMLP_{CD}(BT) \times FC_n$$

donde CC costo de capacidad, (BT) baja tensión, FC factor de coincidencia y en los subíndices C: Capacidad, G: Generación, T: Transmisión y D: Distribución.

En consecuencia

(2001)

$$CC = (563.38 \text{ Q/Kw/año} + 37.86 \text{ Q/Kw/año}) + (53.39 \text{ Q/Kw/año}) = 654.62 \text{ Q/Kw/año}$$

Cuadro N° 12
Costo de capacidad

	2001	2002	2003	2004
Costo de capacidad Q/Kw/año	654.62	639.58	667.17	644.77

d) Cálculo de la tarifa monómica

Si la tarifa es monómina, su valor se obtiene del siguiente modo:

$$t = (CE + CC) / (\text{N}^\circ \text{ total de horas de utilización en el año})$$

En el caso considerado

$$t = (990.58 \text{ Q/Kw/año} + 654.62 \text{ Q/Kw/año}) / (1800 \text{ hrs. /año}) = 0.9140 \text{ Q/Kwh.}$$

Cuadro N° 13
Tarifa monómica

	2001	2002	2003	2004
Tarifa monómica Q/Kwh.	0.9140	0.8911	0.9315	0.8976

ANEXO 3

INDE: Activo del Balance General
En Miles de Quetzales
2001-2004

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Activo No Corriente							
Activo Fijo							
Propiedad, Planta y Equipo	5,200,089.94	4,533,879.70	3,782,602.63	4,157,345.21	7,984,320.28	4,252,645.37	8,170,248.00
(-) Depreciación Acumulada					(3,724,425.64)		(4,068,272.00)
	5,200,089.94	4,533,879.70	3,782,602.63	4,157,345.21	4,259,894.64	4,252,645.37	4,101,976.00
Construcciones en Marcha	226,761.13	227,754.45	250,269.81	342,876.60	379,167.82	396,443.86	422,517.00
Total Propiedad, Planta y Equipo	5,426,851.06	4,761,634.15	4,032,872.45	4,500,221.81	4,639,062.46	4,649,089.23	4,524,493.00
Cargos Diferidos	325,620.79	252,460.95	452,341.31	319,709.62	296,004.77	283,821.26	908,373.00
Documentos por Cobrar -Largo Plazo-					244,156.65	202,359.45	265,711.00
Inversión en Acciones							
Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.	271,135.68	166,169.37	166,169.37	166,169.37	166,169.37	166,169.37	166,169.00
Empresas de Distribución	399,601.80	58,032.21		38,061.76		27,862.39	
Empresa Propietaria de la Red -EPR-						10,982.70	25,978.50
Inversiones SIEPAC						169.20	
Otros Activos	21.12	542.07					
Otras Inversiones		169.20	38,413.31	169.20	28,168.24		
Pagos Anticipados			5,985.22		6,153.90		
Total Activo no Corriente	6,423,230.45	5,239,007.95	4,695,781.65	5,024,331.76	5,379,715.39	5,340,453.59	5,890,724.50
Activo Corriente							
Efectivo en Caja y Bancos	141,335.65	143,079.75	439,743.68	208,119.63	186,794.05	110,482.60	130,136.50
Inversiones en Valores	120,060.06	281.00		250,000.00	155,000.00	120,000.00	50,000.00
Documentos y Cuentas por Cobrar -Neto-	624,927.05	863,111.53	386,293.08	517,186.92	314,178.05	316,643.50	348,242.00
Inventarios	180,401.27	274,266.93	157,238.71	195,015.41	222,426.82	231,604.13	243,023.00
Total Activo Corriente	1,066,724.02	1,307,524.61	983,275.47	1,170,321.96	878,398.92	778,730.23	771,401.50
Total del Activo	7,489,954.47	6,546,532.55	5,679,057.12	6,194,653.72	6,258,114.31	6,119,183.82	6,662,126.00

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

INDE: Pasivo del Balance General
En Miles de Quetzales
2001-2004

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Patrimonio	18,010.23	18,010.23	516,097.74	579,824.96	579,972.59	579,825.47	579,825.00
Resultados							
Superávit Acumulado	4,847,544.98	266,163.87			633,965.23		1,296,147.30
Beneficios en operación intermedia	551,086.58	553,191.99	152,683.31		152,683.31		152,683.20
Resultados del Ejercicio					10,066.14		49,209.00
Utilidades Retenidas	5,398,631.56	819,355.85	316,079.00	133,450.74	796,714.68	848,147.25	1,498,039.50
Superávit por Revaluación de Activos		3,638,518.40	2,921,433.34	3,613,267.31	3,342,189.70	3,218,232.69	3,096,158.00
Total del Patrimonio	5,416,641.79	4,475,884.48	3,753,610.08	4,326,543.01	4,718,876.98	4,646,205.40	5,174,022.50
			- 0.1614 -	- 0.0334 -			
Pasivo no Corriente							
Deuda Interna y Externa							
Deuda Gobierno de Guatemala	773,128.47	773,128.47		772,569.79	663,968.41	588,168.40	584,896.00
Deuda Publica -Largo Plazo-	715,748.62	662,110.75	150,520.92	494,734.41	312,632.56	370,964.03	287,346.00
Provisión para Indemnizaciones	223,256.82	2,161.13	209,102.11	255,429.99	234,368.36	205,216.20	205,216.00
Créditos Diferidos	22,605.37	62,698.24	1,386,370.92	47,447.42	20,394.61	18,094.59	18,902.00
Total Pasivo no Corriente	1,734,739.27	1,500,098.58	1,745,993.95	1,570,181.61	1,231,363.94	1,182,443.22	1,096,360.00
Pasivo Corriente							
Deuda Pública Corto Plazo	143,528.42	148,787.16	152,952.43	152,682.64	153,517.83	165,058.00	165,795.00
Documentos y Cuentas por Pagar	134,067.58	234,625.51		113,894.38	100,761.70	103,843.93	207,087.20
Provisión Indemnizaciones Corto Plazo	12,200.00	146,694.05			12,308.40	12,308.40	12,308.20
Intereses por Pagar Deuda Pública	32,776.21	19,434.08	19,561.64	21,386.59	11,041.66	5,072.52	5,936.20
Estimación de Contratistas por Pagar	16,001.21	21,008.69	6,939.02	9,965.49	30,243.80	4,252.36	617.00
Total Pasivo Corriente	338,573.41	570,549.49	179,453.08	297,929.10	307,873.40	290,535.20	391,743.60
Total Pasivo	2,073,312.68	2,070,648.07	1,925,447.03	1,868,110.71	1,539,237.33	1,472,978.42	1,488,103.60
Total Pasivo y Patrimonio	7,489,954.47	6,546,532.55	5,679,057.12	6,194,653.72	6,258,114.31	6,119,183.82	6,662,126.10

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

INDE: Estado de Resultados
En Miles de Quetzales
2001-2004

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ingresos por Operación:							
Venta de Energía Eléctrica	650,733.53	730,935.79	1,066,530.33	960,509.39	1,023,242.24	1,140,005.08	1,509,163.40
Gastos de Operación y Mantenimiento							
Gastos Administrativos y de Mantenimiento	- 629,092.49	- 665,372.64	- 674,908.74	- 870,856.07	- 1,174,534.65	- 1,123,585.75	- 1,442,248.90
Utilidad en Operación	21,641.04	65,563.15	391,621.59	89,653.32	151,292.42	16,419.32	66,914.50
Otros (gastos) ingresos -Neto-							
Gastos no Operativos	- 55,553.89	- 61,313.72	- 418,763.30	- 32,936.95	- 44,636.25	- 91,737.89	- 112,017.50
Ingresos varios que no son de servicio	11,211.15		173,257.37	31,648.40	205,994.81	109,772.30	94,311.50
Total otros (gastos) Ingresos, neto	- 44,342.75	- 61,313.72	- 245,505.93	- 1,288.55	161,358.56	18,034.41	- 17,706.00
Utilidad Neta del Año	- 22,701.71	4,249.44	146,115.66	88,364.77	10,066.14	34,453.74	49,208.50

Fuente: Elaboración propia con datos del INDE

ANEXO 4

- Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-
- Ley General de Electricidad
- Ley de la Tarifa Social Para el Suministro de Energía Eléctrica



Diario de Centro América

Organo oficial de la República de Guatemala
Decano de la Prensa Centroamericana



TOMO CCL ■ Guatemala, lunes 20 de febrero de 1995 ■ Director: Héctor Cifuentes Aguirre ■ Administradora: Alma Lilliana García ■ NUMERO 86

SUMARIO

ORGANISMO LEGISLATIVO

CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

PUNTO RESOLUTIVO NUMERO 5-95 ✓

DECRETO NUMERO 64-94 ✓

ACUERDO NUMERO 3-95 ✓

ORGANISMO EJECUTIVO

MINISTERIO DE GOBERNACION

Aprobábase los estatutos de la Asociación de Ex-Alumnos del Instituto Adolfo V. Hall de Occidente — "ASOEX-IAVHOC"; y reconocese su personalidad jurídica.

MINISTERIO DE ECONOMIA

Aprobábase la ampliación al Presupuesto de Ingresos y Egresos del Instituto Nacional de Cooperativas — INACOP—, para el Ejercicio Fiscal 1994.

MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES

Instrumento de Ratificación del Acuerdo por Canje de Notas, suscrito entre la Embajada del Japón y el Ministerio de Relaciones Exteriores de la República de Guatemala, sobre Suministro de Equipos para Microfilmación y Audiovisuales para la Biblioteca Nacional de Guatemala.

PUBLICACIONES VARIAS

CORTE DE CONSTITUCIONALIDAD

Declárase la inconstitucionalidad parcial del Decreto 51-92 del Congreso de la República, Código Procesal Penal, en los artículos que se mencionan.

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

ACUERDO NUMERO 4-95 ✓

ANUNCIOS VARIOS

Maximonios. — Registro de derechos de autor. — Líneas de transporte. — Constituciones de sociedad. — Modificaciones de sociedad. — Patente de invención. — Registro de marcas. — Títulos suplementarios. — Edictos. — Remates.

Banco Internacional, S. A. — Balance General Condensado al 31 de diciembre de 1994.

Financiera Industrial y Agropecuaria, S. A. — Estado de Movimiento del Capital Contable, del 1 de enero al 31 de diciembre de 1994.

Banco Corporativo, S. A. — Balance General Condensado al 31 de diciembre de 1994.

Banco Corporativo, S. A. Estado de Patrimonio de los Accionistas, por los años terminados al 31 de diciembre de 1994 y 1993.

ORGANISMO LEGISLATIVO

CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

PUNTO RESOLUTIVO NUMERO 5-95

El Congreso de la República de Guatemala,

CONSIDERANDO:

Que en ejercicio de su derecho de veto, el Presidente de la República podrá devolver al Congreso de la República con las observaciones que estime pertinentes;

CONSIDERANDO:

Que devuelto el Decreto al Congreso, la Junta Directiva lo deberá poner en conocimiento del Pleno en la siguiente sesión y el Congreso en un plazo no mayor de treinta días, podrá reconsiderarlo o rechazarlo;

CONSIDERANDO:

Que si las razones del veto no fueron aceptadas por el Congreso y éste lo rechazare por mayoría de las dos terceras partes del total de sus miembros, el Ejecutivo deberá obligadamente sancionar y promulgar el Decreto dentro de los ocho días siguientes de haberlo recibido y que si el Ejecutivo no lo hiciera, la Junta Directiva del Congreso ordenará su publicación en un plazo que no excederá de tres días, para que surta efecto como ley de la República;

CONSIDERANDO:

Que el Presidente de la República vetó el Decreto 64-94 del Congreso de la República, Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), que el Congreso de la República dentro del trámite correspondiente, designó una Comisión Específica para estudiar el caso planteado, cuya su recomendación fue unánime en el sentido de no aceptar las razones del veto;

CONSIDERANDO:

Que con fundamento en lo considerado y en lo preceptuado por los Artículos 179 de la Constitución Política de la República de Guatemala y 107, 129, 130 y 133 de la Ley Orgánica del Organismo Legislativo y con el voto favorable de las dos terceras partes del total de sus miembros,

POR TANTO,

RESUELVE:

Primero: No aceptar las razones expuestas por el Presidente de la República en el Acuerdo Gubernativo uno guión noventa y cinco (1-95), tomado en Consejo de Ministros, del tres de enero del año en curso, para vetar el Decreto número 64-94 del Congreso de la República, Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

Segundo: Rechazar el Veto formulado por el Presidente de la República al Decreto número 64-94 del Congreso de la República, Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), según Acuerdo Gubernativo uno guión noventa y cinco (1-95), tomado en Consejo de Ministros, el tres de enero del año en curso.

Tercero: Remitir el Decreto 64-94 del Congreso de la República "Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación (INDE)", al Presidente de la República, para que proceda a su sanción y promulgación dentro de los ocho días siguientes de haberlo recibido.

Cuarto: Si el Ejecutivo no cumpliere con lo dispuesto en el Artículo anterior en el tiempo que establece la Constitución de la República de Guatemala, la Junta Directiva del Congreso de la República ordenará su publicación en un plazo que no excederá de tres días, para que surta efecto como ley de la República.

Quinto: El presente Punto Resolutivo deberá ser publicado en el Diario Oficial dentro de los dos días siguientes de su aprobación.

Dado en el Palacio del Organismo Legislativo en la ciudad de Guatemala, a dos días del mes de febrero de mil novecientos noventa y cinco.

JOSE EFRAIN RIOS MONTT,
Presidente.

HUMBERTO GARCIA SERRANO,
Secretario.

FRANCISCO RICARDO MERIDA OROZCO,
Secretario.

—0—

DECRETO NUMERO 64-94 ✓

El Congreso de la República de Guatemala,

CONSIDERANDO:

Que es obligación del Estado dictar las medidas que tengan como objetivo lograr el desarrollo y utilización de los recursos naturales aprovechables como fuentes de energía eléctrica; y encontrando que la actual legislación ya no satisface las necesidades del país, es necesario reordenar la Ley de Creación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), para adaptarla a los preceptos establecidos en la Constitución Política de la República de Guatemala;

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de la República de Guatemala, en su Artículo 129, declara de urgencia nacional la electrificación del país, para lo cual expresamente permite la participación de la iniciativa privada en esta actividad de la economía; y en su Artículo 130, prohíbe los monopolios y privilegios; permitiendo que particulares inviertan libremente en el subsector eléctrico en igualdad de condiciones para todos;

CONSIDERANDO:

Que el desarrollo sostenible requiere del uso integral de recursos naturales para el cual es indispensable la formulación de leyes y normas que permitan una pronta y eficaz interconexión de los sistemas eléctricos de la región;

CONSIDERANDO:

Que hasta el momento se han aprovechado en mínima parte los recursos hidráulicos del país para la generación de la energía eléctrica, lo que ha implicado una dependencia ascendente de plantas térmicas; y por consiguiente, de la importación de combustibles derivados del petróleo;

CONSIDERANDO:

Que es necesario acelerar el desarrollo socioeconómico y que esto debe hacerse sobre la base de la inversión privada en el sector eléctrico del país, a fin de que el Gobierno no desvíe sus escasos recursos y atienda las áreas de mayor prioridad social, como la salud, la educación, la seguridad y la justicia;

CONSIDERANDO:

Que es preciso revisar y modificar las leyes vigentes para adaptarlas a los preceptos establecidos en la Constitución Política de la República de Guatemala y a la necesidad de electrificar el país para lograr el desarrollo económico con equidad social.

CONSIDERANDO:

Que es indispensable dotar al INDE de autonomía, a fin de que pueda reestructurar la gestión administrativa, financiera y política de la institución, con la finalidad de encausar como un ente más en materia de electrificación al desarrollo técnico y racional de toda clase de fuentes de energía.

FOR TANTO:

En ejercicio de las facultades que le confiere el inciso a) del Artículo 171 de la Constitución Política de la República.

DECRETA:

La siguiente

LEY ORGANICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION -INDE-

ARTICULO 1. El Instituto Nacional de Electrificación, es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, la cual gozará de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica, y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materias de su competencia.

ARTICULO 2. El Instituto Nacional de Electrificación cuya denominación abreviada será INDE, se regirá por la presente ley, por las disposiciones legales aplicables, por sus reglamentos y por los acuerdos que emita su Consejo Directivo.

ARTICULO 3. La duración del instituto es indefinida. Su domicilio será la capital de la República de Guatemala. El INDE podrá establecer dependencias y realizar actividades en cualquier parte del territorio de la República, así como designar representantes o agentes en el exterior del país.

ARTICULO 4. Son fines y obligaciones del INDE:

- a) Ejecutar todas las acciones orientadas a dar solución pronta y eficaz de la escasez de energía eléctrica en el país y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias y el uso de electricidad en las regiones rurales, atendiendo las políticas que para ello haya definido el Ministerio de Energía y Minas.
- b) Promover la utilización racional, eficiente y sustentable de los recursos naturales, promoviendo el uso productivo y domiciliario de la electricidad generada a partir de fuentes energéticas nativas.
- c) Colaborar en la conservación de los recursos hídricos y del ambiente del país que se relacionan con las áreas de sus plantas de generación eléctrica y sus proyectos, protegiendo sus cuencas, fuentes y cauces de los ríos y corrientes de agua, a través de la forestación y reforestación de las mismas.
- d) Cooperar en el aprovechamiento múltiple de los recursos hídricos, geotérmicos y otras fuentes del país para propósito de generar energía eléctrica, procurando la preservación del ambiente.
- e) Determinar técnica, económica y jurídicamente, el potencial hidroeléctrico geotérmico y de otras fuentes renovables, para que sus estudios puedan servir de base a nuevos proyectos de generación de electricidad y ponerlos a disposición de interesados, conforme procedimientos que se establezcan para percibir ingresos por dicho servicio.
- f) Atender cuando le fuera requerido en planes de explotación y desarrollo de energía eléctrica y los contratos relacionados, debiendo percibir ingresos por dicho servicio.
- g) Promover el uso racional y el ahorro de electricidad y obtener lineamientos que permitan un adecuado manejo de la demanda de energía eléctrica.
- h) Participar en los programas, obras y proyectos de transacciones regionales e internacionales de electricidad y energía.
- i) Poner al servicio de empresas e instituciones generadoras y consumidoras de energía eléctrica, sus instalaciones de transmisión para prestar servicio de transporte de energía. El INDE cobrará por la prestación de este servicio, para lo cual pondrá inmediatamente a disposición del público la tarifa correspondiente, que estará basada en la porción de sus costos que se relaciona con su red de transmisión, bajo criterios de rentabilidad.
- j) Desarrollar la productividad y calidad institucional para garantizar un eficiente servicio al usuario.
- k) Preparar y divulgar permanentemente información estadística relacionada con la oferta y demanda de electricidad, fuentes y empresas generadoras y naturaleza del consumo.

En general, todas aquellas atribuciones que le correspondan de conformidad con las finalidades de su campo de acción, siempre que estas no obstaculicen o perjudiquen el dinámico desarrollo de la inversión en la generación y distribución de energía eléctrica.

CAPITULO II

ARTICULO 5. Los órganos del instituto son:

- a) El Consejo Directivo.
- b) La Gerencia General.

ARTICULO 6. El Consejo Directivo es la autoridad suprema del instituto y, en consecuencia, le corresponde la dirección general de las actividades del mismo.

ARTICULO 7. El Consejo Directivo se integra en la siguiente forma:

- a) Un director titular y un suplente, designado por el Ministerio de Energía y Minas.
- b) Un titular y un suplente, designado por el Ministerio de Economía.
- c) Un director titular y un suplente, designado por la Secretaría General de Planificación Económica.
- d) Un director titular y un suplente, designado por la Asociación Nacional de Municipalidades -ANAM-.
- e) Un director titular y un suplente, designado por las asociaciones empresariales legalmente inscritas en el país.
- f) Un director titular y un suplente designado en representación de las asociaciones y/o sindicatos de trabajadores del país.

Los representantes titulares y suplentes deberán acreditarse ante la Secretaría del Consejo Directivo, con diez días de anticipación máxima a la fecha de toma de posesión. La toma de posesión deberá constar en acta suscrita por el representante legal del instituto.

Los miembros del Consejo Directivo enumerados en las literales a), b), c) y d) de este artículo, mientras fueran como tal deben conservar relación laboral con las entidades que representan, y los señalados en las literales e) y f), durarán en su cargo un periodo de tres años contados a partir de la fecha de toma de posesión del cargo, pudiendo ser reelectos o designados nuevamente según el caso, por igual periodo.

Con treinta (30) días de anticipación al vencimiento del periodo para el cual fueran electos o designados los directores titulares y suplentes nombrados por las asociaciones empresariales legalmente inscritas y por los sindicatos de trabajadores del país, el Consejo Directivo debe solicitar por escrito a la entidad nominadora que corresponda, la acreditación de quien lo sustituya de acuerdo a los requisitos que para el efecto establece la presente Ley.

Con treinta (30) días de anticipación al vencimiento del periodo para el cual fuera electo o designado cualquiera de sus integrantes, el Consejo Directivo debe solicitar por escrito a la entidad nominadora que corresponda, la acreditación de quien lo sustituya de acuerdo a los requisitos que para el efecto establece la presente Ley.

En caso de ausencia definitiva de uno de sus miembros titulares o suplentes, la entidad u organización que dejó de estar representada nombrará a un sustituto para completar el periodo.

El Gerente General será el Secretario del Consejo Directivo.

ARTICULO 8. Todos los miembros del Consejo Directivo participarán en sus deliberaciones, los titulares con voz y voto y los suplentes únicamente con voz pudiendo ambos ocupar su posición en cualquier caso. En caso de ausencia temporal o accidental, los miembros propietarios serán sustituidos por sus respectivos suplentes y el presidente por el vicepresidente.

Los miembros del Consejo Directivo, titulares y suplentes, el secretario del mismo y los asesores que fueren citados a sesión y asistan, devengarán dietas.

ARTICULO 9. Los directores titulares y suplentes deberán llenar los siguientes requisitos:

- a) Ser guatemaltecos y encontrarse en el libre ejercicio de sus derechos ciudadanos.
- b) Cumplir con todo lo relacionado a funcionarios públicos, según lo establece la Ley de Probidad.
- c) Poseer experiencia profesional y/o práctica, ampliamente reconocida, en materia de fuentes energéticas, generación, transmisión y comercialización de electricidad.

ARTICULO 10. Todos los miembros del directorio, tienen como salos, iguales derechos y obligaciones.

ARTICULO 11. No podrán integrar el Consejo Directivo, ni como titulares ni como suplentes:

- a) Quienes hayan infringido o infrinjan las disposiciones de esta ley o sus reglamentos.
- b) Quienes estén vinculados con otros miembros del Consejo Directivo por parentesco legal o ligados por motivos económicos.
- c) Quienes fueren titulares, socios o empleados de confianza en empresas privadas que tengan contratos vigentes o que constasen posteriormente sus servicios al instituto.
- d) Los que hayan sido condenados por delitos que impliquen falta de probidad o abusos contra particulares.
- e) Los declarados en insolvencia o quiebra culpable o fraudulenta, aunque hayan sido rehabilitados y los declarados en insolvencia o quiebra fortuita, mientras no hayan obtenido dicha rehabilitación.
- f) Los que sean gerentes del instituto.

ARTICULO 12. Los miembros del Consejo Directivo desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y de cualquier interés distinto a las finalidades del Instituto y bajo su exclusiva responsabilidad, dentro de las normas establecidas por la ley y los reglamentos internos.

Todo acto, resolución u omisión del Consejo Directivo que contravenga las disposiciones legales, o que implique el propósito de causar perjuicio a la institución, hará incurrir a todos los presentes en la sesión respectiva, en responsabilidad personal y solidaria para con el Instituto, el Estado y terceros, por los daños y perjuicios que con ello hubieren inrogado.

De esta responsabilidad quedarán exentos los titulares que hubieren hecho constar su objeción, en el acta de la sesión en que se hubiere tratado el asunto.

Incurrirán en la misma responsabilidad los que divulguen cualquier información de carácter confidencial sobre los asuntos tratados en el Consejo Directivo o que aprovechen cualquier información para fines personales o en perjuicio de la Nación, del Instituto o de terceros.

ARTICULO 13. Para las sesiones del Consejo Directivo, constituye quórum la presencia de la mitad más uno de los miembros con derecho a voto; en caso de ausencia del titular, participará con los mismos derechos el respectivo suplente. Las decisiones se tomarán con por lo menos cuatro votos a favor.

ARTICULO 14. Al Presidente del Consejo Directivo corresponden:

- a) Convocar y presidir las sesiones.
- b) Mantener contacto con los gerentes para facilitar sus labores y las del Consejo Directivo.
- c) Representar legalmente al Instituto, con las limitaciones establecidas en esta ley cuando así lo establezca el Consejo Directivo.
- d) Cumplir con las atribuciones que esta ley y sus reglamentos internos le señalen.

ARTICULO 15. El Consejo Directivo podrá, mediante resolución delegar en el Gerente General la representación legal del Instituto y otras de las atribuciones correspondientes al presidente, determinándole casos y límites.

ARTICULO 16. Son atribuciones del Consejo Directivo:

- a) Dictar sobre las disposiciones atinentes para la eficaz realización de los fines del Instituto y su mejor funcionamiento.
- b) Aprobar los reglamentos necesarios para la correcta aplicación de esta ley y los que requiera el funcionamiento interno del Instituto, sometidos a la aprobación correspondiente cuando así lo exija la ley.
- c) Acordar la forma de invertir los fondos del Instituto.
- d) Aprobar, improbar o modificar el proyecto de presupuesto de ingresos y gastos formulados por el gerente general así como todas aquellas modificaciones que se realicen en el transcurso de la ejecución presupuestaria.
- e) Aprobar o modificar el régimen de compras y contrataciones con fondos propios del Instituto.
- f) Formular los planes financieros y de trabajo correspondientes a cada año.
- g) Estudiar los balances, estados o informes contables relativos a la marcha del Instituto, así como los informes de las auditorías internas y externas del Instituto que se requieran.
- h) Aprobar la emisión y colocación de valores y los reglamentos y normas a que habrán de sujetarse tales operaciones financieras, previa satisfacción de todos los requisitos legales que correspondan.
- i) Designar representantes y mandatarios generales y especiales y fijar los fines específicos y las limitaciones a que quedarán sujetos los representantes y mandatarios.
- j) Nombrar, remover y conceder licencia al Gerente General, a los demás gerentes y al Auditor Interno; estos nombramientos deben recaer en profesionales universitarios de carrera afines a cada especialización.
- k) Tomar todas las medidas y dictar las disposiciones adecuadas para proteger y defender el patrimonio del INDE.
- l) Cualesquiera otras determinaciones consignadas en esta ley y en sus reglamentos internos.
- m) Aprobar los precios de los servicios que presta el Instituto, los cuales deberán estar a la disponibilidad del público.
- n) Aprobar y contratar los servicios de auditoría externa y recibir los informes correspondientes.
- ñ) Aprobar, improbar o modificar los pliegos tarifarios que le sean sometidos a su consideración por el Gerente General del Instituto.

GERENCIA

ARTICULO 17. La Gerencia General es el órgano ejecutivo del Instituto, tiene a su cargo la administración y gobierno del mismo y deberá llevar a la práctica de acuerdo con las instrucciones que reciba del Consejo Directivo y/o las leyes aplicables, todas las decisiones que éste adopte.

ARTICULO 18. La administración del INDE estará a cargo del Gerente General, y de los gerentes que el Consejo Directivo considere necesarios. Podrá tener la representación en casos especiales.

ARTICULO 19. El Gerente General en los casos de ausencia, falta o impedimento legal será sustituido por el gerente que determine el Consejo.

ARTICULO 20. Los gerentes deberán llenar los mismos requisitos y estarán sujetos a los impedimentos que respectivamente se establecen en los Artículos 9 y 11 de esta ley.

CAPITULO III

RELACIONES LABORALES

ARTICULO 21. Todo lo relativo a las relaciones obrero patronales, se regirá por las leyes ordinarias de la materia y por los reglamentos emitidos por el Consejo Directivo y por el pacto y los convenios que se originen de la negociación colectiva con los trabajadores de la institución.

CAPITULO IV

REGIMEN ECONOMICO Y FINANCIERO

ARTICULO 22. Los bienes del Instituto forman parte del patrimonio del Estado y se rigen por la presente ley.

ARTICULO 23. El INDE tendrá presupuesto propio y fondos privados y su política financiera será la de capitalizar las utilidades netas que obtengan para destinarlas a la financiación y ejecución de sus planes de electrificación.

ARTICULO 24. El INDE no es una fuente productora de ingresos fiscales y por consiguiente, no entregará al fondo común del Estado parte alguna de sus utilidades, ya que su misión es la de incrementar la producción de energía eléctrica como industria básica nacional. Todos sus ingresos formarán un fondo de disponibilidades privadas del INDE, para emplearse exclusivamente en el cumplimiento de sus fines. Sin embargo, por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de su excedente financiero deberá invertirse en programas de electrificación rural.

Los ingresos del INDE no dependerán del Gobierno central y deberá recibir de éste, los ingresos provenientes de la energía eléctrica y los servicios que le suministre a la tarifa que corresponda.

El INDE podrá también recibir ingresos del Gobierno central por concepto de subsidio que éste otorgue a las tarifas de energía eléctrica para los consumidores y asimismo podrá percibir ingresos del Gobierno central para electrificación rural.

ARTICULO 25. El INDE podrá disponer libremente de sus bienes, con las únicas limitaciones que le imponen la presente ley y la Constitución Política de la República.

ARTICULO 26. El INDE podrá efectuar en cualesquiera de los Instituciones del sistema financiero nacional, conforme a las leyes de la materia:

- a) Depósitos e inversiones en moneda local y divisas.
- b) Todas sus remesas, cambios y transacciones monetarias.
- c) Operaciones de compra-venta de divisas y todas aquellas que tiendan a fortalecer sus finanzas.

ARTICULO 27. El Consejo Directivo del INDE definirá la estructura de su presupuesto y su contenido, la ejecución se normará por la reglamentación interna, con base en la metodología programática.

ARTICULO 28. El Consejo Directivo del INDE aprobará a más tardar el 31 de agosto de cada año, el presupuesto de ingresos y gastos correspondiente al año siguiente por medio de acuerdo interno, con base en el proyecto que presente la Gerencia General, el cual tendrá vigencia del uno de enero al treinta y uno de diciembre de cada año.

ARTICULO 29. El presupuesto aprobado por el Consejo Directivo del INDE se trasladará al Ministerio de Finanzas Públicas, para que emita el acuerdo gubernativo respectivo, el cual llevará las firmas del Presidente de la República y del Ministro de Finanzas Públicas.

ARTICULO 30. Para efectos de consolidación de la información presupuestaria a nivel nacional, el INDE informará al Ministerio de Finanzas Públicas de lo actuado, enviándole copia de los movimientos presupuestarios y de la liquidación del presupuesto ejecutado el año anterior.

ARTICULO 31. El Consejo Directivo del INDE autorizará las ampliaciones, reducciones y transferencias que requiera la adecuada ejecución de sus planes, programas y proyectos, siguiendo para el efecto el procedimiento establecido en la aprobación inicial del mismo.

ARTICULO 32. El INDE podrá suscribir contratos para compraventa de energía eléctrica con entidades privadas.

En el caso del recurso natural geotérmico, los contratos podrán incluir operaciones que comprendan desde la exploración hasta la explotación de los recursos geotérmicos, llenando los requisitos que establece la ley.

ARTICULO 33. El INDE podrá exportar o importar energía eléctrica, celebrando contratos o convenios con gobiernos o entidades de otros países.

**CAPITULO V
RECURSOS ECONOMICOS**

ARTICULO 34. El patrimonio del INDE se integrará:

- a) Con sus bienes muebles e inmuebles, derechos y acciones, así como todos aquellos bienes que normalmente integran el patrimonio de una empresa.
- b) Con todas las fuentes de energía que aprovecha en la República y sobre las cuales no tengan derechos otras personas.
- c) Con los rendimientos obtenidos por la venta de energía eléctrica o de cualquier otro servicio que preste.
- d) Con los productos de las ventas de bienes pertenecientes al INDE.
- e) Con las donaciones y aportes de cualquier naturaleza que reciba.
- f) Con el producto de las inversiones propias del instituto y los recursos que obtenga con origen de créditos bancarios, emisiones de bonos, anticipos, descuentos y operaciones similares.
- g) Con las fuentes de energía sobre las cuales obtenga derechos.

ARTICULO 35. El patrimonio del INDE se destinará a la construcción, mantenimiento y operación de plantas hidroeléctricas o de cualquiera otra naturaleza, generadoras de energía eléctrica, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de redes de distribución así como sus equipos y otros activos inherentes al mantenimiento y promoción de las cuencas y del medio ambiente ecológico en general y al cumplimiento de los fines de su creación, quedando prohibido emplearlo en otra finalidad distinta de las indicadas en la presente ley.

ARTICULO 36. El INDE administrará su patrimonio independientemente del gobierno de la República, pero estará obligado a presentar su memoria anual de labores al Congreso de la República en los primeros diez días del mes de febrero de cada año. El INDE estará sujeto a las disposiciones legales aplicables a los presupuestos e instituciones autónomas.

ARTICULO 37. El presupuesto del INDE podrá ser modificado por el consejo directivo, el curso del ejercicio, para ajustarlo a la situación financiera, a sus necesidades y a los planes de trabajo que posteriormente se aprobaren.

ARTICULO 38. El instituto publicará anualmente en el diario oficial, el balance general, el estado de resultados y el estado de origen y aplicación de fondos debidamente auditados correspondiente al ejercicio anterior, dentro de un plazo de sesenta (60) días siguientes a su vencimiento. Después de dicho plazo el INDE tendrá a disposición de todo interesado dichas publicaciones para su consulta en su sede y agencias.

CAPITULO VI

DISPOSICIONES JUDICIALES

ARTICULO 39. Cuando el INDE tenga que actuar ante los tribunales competentes procederá conforme a las leyes vigentes.

CAPITULO VII

DISPOSICIONES GENERALES

ARTICULO 40. En materia de servidumbre, derecho de paso y expropiaciones, el INDE se sujetará a lo que establece la Constitución de la República y las leyes de la materia.

ARTICULO 41. Los miembros del consejo directivo, de las gerencias, de la tesorería, el personal de esta última y quienes manejen fondos y recursos de la entidad, deberán mantener garantizada su actuación con fianzas. El importe de tales fianzas será sufragado por el INDE, de acuerdo al reglamento que emita el consejo directivo.

ARTICULO 42. El instituto no está sujeto a las normas y reglas generales aplicables a las dependencias de la administración pública, excepto las disposiciones que respecto a la fiscalización y control de los bienes públicos que estable la Constitución Política de la República. El INDE podrá contratar auditorías privadas externas.

ARTICULO 43. La contratación de obras, bienes, suministros y servicios que el INDE adquiera con recursos propios y los que enajene, lo efectuará en los mercados nacionales e internacionales de manera directa y se registrará para el efecto, por el procedimiento que apruebe el Consejo Directivo, el cual quedará establecido en el reglamento respectivo.

ARTICULO 44. Para la obtención de empréstitos, emisión de obligaciones u otras formas de deudas internas y/o externas que el INDE requiera, el Estado podrá otorgar su garantía si lo considera conveniente a través del Congreso de la República.

ARTICULO 45. El Ministerio de Energía y Minas es el órgano de comunicación entre el Organismo Ejecutivo y el INDE.

En toda disposición legal que en relación al INDE se haga referencia al Ministerio de Comunicaciones, Transporte y Obras Públicas, se tendrá sustituida tal referencia por la del Ministerio de Energía y Minas.

ARTICULO 46. A ningún usuario de servicio eléctrico podrá cortarse o suspenderse tal servicio sin antes, bajo la responsabilidad directa del funcionario o empleado encargado, darle aviso con no menos de 72 horas de antelación.

ARTICULO 47. Como las resoluciones emitidas originarias del Consejo Directivo y las gerencias, debidamente notificadas según la ley, podrán interponerse los recursos de revocatoria y reposición, de conformidad con la Ley de lo Contencioso Administrativo.

CAPITULO VIII

DISPOSICIONES TRANSITORIAS Y DEROGATORIAS

ARTICULO 48. Todos los miembros integrantes del Consejo Directivo, según la presente ley, serán electos o designados, según el caso por las entidades correspondientes y tomarán posesión dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la publicación de la presente ley y con los requisitos que para el efecto establece la misma.

ARTICULO 49. Mientras se emiten los reglamentos internos del instituto, su funcionamiento se regirá por las disposiciones legales y reglamentarias que, por analogía sean aplicables a juicio del Consejo Directivo.

Los reglamentos deberán ser emitidos en un plazo no mayor de noventa (90) días a partir de la vigencia de la presente ley.

ARTICULO 50. En un plazo no mayor de seis meses, contados a partir de la vigencia de la presente ley, el Organismo Ejecutivo deberá presentar al Congreso de la República, una iniciativa de ley que regule la electrificación nacional en el relativo a generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país.

ARTICULO 51. Una vez establecido el primer Consejo Directivo, el Organismo Ejecutivo, por acuerdo gubernativo, deberá crear una comisión específica, integrada por un representante del Ministerio de Finanzas Públicas, quien la coordinará, un representante del Ministerio de Energía y Minas; un representante del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, para que tengan a su cargo la recuperación de la actual deuda pública del INDE.

La comisión deberá presentar las soluciones que estime necesarias, sin perjuicio de la buena operación del INDE, en un plazo máximo de seis (6) meses, contados a partir de su integración.

ARTICULO 52. Una vez establecido el primer Consejo Directivo, el Organismo Ejecutivo, por acuerdo gubernativo, deberá crear una comisión específica para negociar la deuda actual de las municipalidades con el INDE, integrada por un representante del INDE, quien la coordinará; un representante del Ministerio de Finanzas Públicas, un representante del Instituto de Fomento Municipal -INFOM-, y un representante de la Asociación de Municipalidades -ANAM-.

Esta comisión deberá presentar las soluciones que estime necesarias, sin perjuicio de la buena operación del INDE, en un plazo máximo de tres (3) meses, contados a partir de su integración.

ARTICULO 53. Se deroga el Decreto Legislativo 1287 y sus reformas y cualquier otra disposición que se oponga a lo preceptuado en la presente ley.

ARTICULO 54. El presente decreto entrará en vigor el día uno de febrero de mil novecientos noventa y cinco y deberá ser publicado en el diario oficial.

PASE AL ORGANISMO EJECUTIVO PARA SU PUBLICACION Y CUMPLIMIENTO

DADO EN EL PALACIO DEL ORGANISMO LEGISLATIVO A LOS SIETE DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DE MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CUATRO.



ARABELLA CASTRO DE COMPAGNI
PRESIDENTA



RAFAEL EDUARDO BARRIOS FLORES
SECRETARIO


CESAR AUGUSTO FORTUNY ARDON
SECRETARIO

IMPRESO EN PERU: Guatemala, dieciséis de febrero de mil novecientos noventa y cinco.

PUBLIQUESE Y CUMPLASE


DE JUAN CARPIO


DE JUAN CARPIO



Ministerio de Energía y Minas

DECRETO NUMERO 93-96

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

CONSIDERANDO:

Que la oferta de energía eléctrica no satisface las necesidades de la mayor parte de la población guatemalteca, que no son proporcionales los requerimientos de una mayor oferta en relación con su creciente demanda y que la deficiencia de dicho sector es un obstáculo en el desarrollo integral del país, por lo que es necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de dicha energía mediante la liberalización del sector.

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno de la República de Guatemala, como coordinador y este subsidiario del desarrollo nacional, considera de urgencia nacional, tal como se preceptúa en la Constitución Política de la República de Guatemala en su Artículo 129, y debido a que el Gobierno no cuenta con los recursos económico-financieros, para una empresa de tal envergadura, lo que hace necesaria la participación de inversionistas que apoyen la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y optimicen el crecimiento del subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que al desmonopolizarse el sistema de generación de energía eléctrica, cumpliendo con el mandato constitucional contenido en el Artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, es urgente descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente de los pobladores más pobres de las regiones del interior del país que actualmente no gozan de este servicio.

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento, lo cual hace imperativo crear una comisión técnica calificada, elegida entre las propuestas por los sectores nacionales más interesados en el desarrollo del subsector eléctrico.

POR TANTO:

Con base en lo considerado y en el ejercicio de las facultades que le confiere el inciso a), del artículo 171 de la Constitución Política de la República de Guatemala.

DECRETA:

La siguiente:

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

TITULO I

REGIMEN ELECTRICO

CAPITULO I

PRINCIPIOS GENERALES

ARTICULO 1. La presente ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público, también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.

ARTICULO 2. Las normas de la presente ley son aplicables a todas las personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, sean estas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

ARTICULO 3. Salvo lo que en esta ley se expresa, el Ministerio de Energía y Minas, en adelante el Ministerio, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

CAPITULO II

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 4. Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, como un órgano técnico del Ministerio. La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- 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;
- 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;
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico actuando como árbitro entre las partes cuando estas no hayan llegado a un acuerdo;
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- 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 esta ley y su reglamento.

ARTICULO 5. La Comisión estará integrada por tres (3) miembros que serán nombrados por el Ejecutivo de entre cada una de las ternas uno de cada terna, que serán propuestas por:

- Los Rectores de las Universidades del país,
- El Ministerio,
- Los Agentes del mercado mayorista.

Los miembros de la comisión deberán cumplir con los siguientes requisitos

Ser guatemalteco,

- Ser profesional universitario, especialista en la materia, y de reconocido prestigio,
- No tener relación con empresas asociadas al subsector eléctrico regulado por esta ley,
- No tener antecedentes penales o juicio de cuentas pendiente o, habiendo sido condenado, no haber solventado su responsabilidad;
- Los miembros de la Comisión trabajarán a tiempo completo y con exclusividad para la misma.

En el acuerdo gubernativo por el que se nombre a los miembros de la Comisión se dispondrá quién de ellos la presidirá. El presidente de la Comisión tendrá a su cargo la representación de la misma en los asuntos de su competencia.

Los miembros de la Comisión desempeñarán sus funciones por un periodo de cinco años contados a partir de su toma de posesión.

Las resoluciones de la Comisión serán adoptadas por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

En caso de renuncia, ausencia definitiva o remoción por negligencia o incumplimiento comprobado de cualquier miembro de la Comisión, el Ejecutivo nombrará al sustituto para completar el periodo de entre la terna que para el efecto le propuso originalmente el ente respectivo.

La Comisión tendrá presupuesto propio y fondos privados, los que destinará para el financiamiento de sus fines.

Los ingresos de la Comisión provendrán de aplicar una tasa a las ventas mensuales de electricidad de cada empresa eléctrica de distribución. Esta tasa se aplicará de la siguiente manera: todas las empresas distribuidoras pagarán mensualmente a disposición inmediata de la Comisión, el punto tres por ciento (0.3%) del total de la energía eléctrica distribuida en el mes correspondiente, multiplicado por el precio del kilovatio hora de la tarifa residencial de la ciudad de Guatemala.

La Comisión dispondrá de sus ingresos, con las limitaciones que impone esta ley y la Constitución Política de la República. La Comisión normará lo relativo a las dietas y remuneración de sus integrantes.

La Comisión podrá requerir de la asesoría profesional, consultorías y expertajes que se requieran para sus funciones.

El reglamento de esta ley desarrollará los supuestos a que se refiere el presente artículo.

CAPITULO III

DEFINICIONES

ARTICULO 6. Para los efectos de esta ley se establecen las siguientes definiciones que serán aplicables a los servicios, actividades y personas que desarrollen las actividades de producción o generación, transporte o transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Autoproducción: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.

Adjudicatario: Es la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización, para el desarrollo de las obras de transporte y distribución de energía eléctrica, y está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la presente ley.

Agentes del Mercado Mayorista: Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de esta ley.

Generador: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Comercializador: Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.

Evaluación de impacto ambiental: Procedimiento mediante el cual la autoridad competente se pronuncia sobre el impacto ambiental de un proyecto.

Gran Usuario: Es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de esta Ley.

Mercado Mayorista: Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.

Preje: Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.

Servicio de Distribución Privada: Es el suministro de energía eléctrica que se presta al consumidor, mediante redes de distribución y en condiciones libremente pactadas, caso por caso, entre el usuario y el distribuidor y que no utilice bienes de dominio público.

Servicio de Distribución Final: Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión.

Servidumbres: Se tendrán como servidumbres legales de utilidad pública todas aquellas que sea necesario constituir teniendo como fin la construcción de obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión: Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

Sistema Principal: Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el administrador del mercado mayorista.

Sistema Secundario: Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

Sistemas de Distribución: Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

Sistema Eléctrico Nacional: Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

Sistema nacional interconectado: Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

Transmisión: Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

Transportista: Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Usuario: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

CAPITULO IV

SEPARACION DE FUNCIONES EN LA ACTIVIDAD ELECTRICA

ARTICULO 7. Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional -SEN- deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes.

Sin perjuicio de lo anterior, los generadores y los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundaria, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW.

El presente artículo no será aplicable a las empresas con potencias de generación instaladas de hasta 5MW, ni a las empresas eléctricas municipales, cualquiera que sea su capacidad instalada, salvo el caso cuando se trate de empresas o entidades municipales de capital íntero o financiadas con recursos no municipales.

TITULO II

INSTALACION DE OBRAS DE GENERACION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD

CAPITULO I

GENERALIDADES

ARTICULO 8. Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de este gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5MW. El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes de las autorizaciones en un plazo de noventa (90) días corridos a partir de la fecha en que se presenten las mismas, previo a que el solicitante haya cumplido con lo estipulado en el artículo 10 de esta ley y de acuerdo con lo que al respecto establece su reglamento.

ARTICULO 9. La instalación y operación de centrales nucleoelectricas se regirá por una ley especial. En el caso de las centrales geotermicas, el aprovechamiento del recurso tendrá el mismo tratamiento que la autorización de uso de los bienes de dominio público. Sin embargo, en cuanto a su actividad como generador de energía eléctrica, tanto las centrales nucleoelectricas como las geotermicas se regirán por las disposiciones de esta ley.

ARTICULO 10. Los proyectos de generación y de transporte de energía eléctrica deberán adjuntar evaluación de impacto ambiental, que se determinará a partir del estudio respectivo, el que deberá ser objeto de dictamen por parte de la Comisión Nacional del Medio Ambiente -CONAMA- dentro de un plazo no mayor de sesenta (60) días a partir de su recepción.

En su dictamen CONAMA definirá, en forma razonada, la aprobación o improbación del proyecto o, en su caso, la aprobación con recomendaciones, las que deberán cumplirse. El reglamento de esta ley establecerá los mecanismos que garanticen su cumplimiento.

En caso de no emitirse el dictamen en el plazo estipulado, el proyecto, bajo la responsabilidad de CONAMA, se dará por aprobado, deduciendo las responsabilidades por la omisión a quienes correspondan.

ARTICULO 11. Para los estudios de proyectos de generación, transporte y distribución de electricidad que deban establecerse mediante autorización, se podrá otorgar autorización temporal por un plazo máximo de un (1) año, a solicitud de los interesados. La autorización temporal permite efectuar los estudios, sondeos y mediciones de las obras en bienes de dominio público y privado, indemnizando a los propietarios, poseedores o tenedores, por cualquier daño o perjuicio causado. El trámite para la determinación de los daños y perjuicios será el que determine el reglamento de esta ley, en el caso que las partes no se pongan de acuerdo.

La solicitud de autorización temporal, se formulará con los requisitos que establezca el reglamento. Las autorizaciones temporales serán otorgadas por resolución del Ministerio y las mismas no serán limitativas para que otro interesado solicite una autorización temporal para la misma área.

ARTICULO 12. Cuando un recurso hidráulico se utilice en forma compartida para generar electricidad y para otros usos, o bien cuando se trate de dos o más aprovechamientos hidráulicos de energía eléctrica en el mismo cauce, el titular de la autorización del aprovechamiento del recurso deberá prever que no se afecte el ejercicio permanente de otros derechos.

CAPITULO II

AUTORIZACIONES PARA LA GENERACION, EL TRANSPORTE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCION FINAL DE ELECTRICIDAD

ARTICULO 13. Se entiende por autorización para la instalación de centrales generadoras, de conformidad con el artículo 8 de esta ley, y para prestar los servicios de transporte y de distribución final de electricidad, a aquella mediante la cual se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, de conformidad con la ley.

La autorización será otorgada por el Ministerio mediante acuerdo, no pudiendo exceder del plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad de tal manera que terceros pueden competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

ARTICULO 14. Cualquier persona individual o jurídica podrá solicitar la autorización para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte de conformidad con lo estipulado en esta ley.

Para obtener la autorización, los interesados deberán presentar en plica su solicitud ante el Ministerio, con toda la información que se especifique en el reglamento de esta ley, incluida la relativa a las servidumbres que se deban imponer en predios de propiedad pública y/o privada. A la plica se adjuntará documento conteniendo las generalidades de la solicitud.

ARTICULO 15. El Ministerio, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes de presentada la solicitud, publicará en el Diario de Centro América y en otro de mayor circulación, por una sola vez y a costa del solicitante, las generalidades de la solicitud de autorización, contenidas en el documento adjunto a la plica. Dentro de los ocho (8) días siguientes a la fecha de la última publicación, cualquier persona que tenga objeción sobre éstas o que desee solicitar autorización sobre el mismo proyecto, deberá hacerlo saber por escrito al Ministerio. En el segundo caso, dentro de los treinta (30) días siguientes, se deberá formalizar la solicitud de autorización, en la forma prescrita en el artículo 14 de esta ley.

ARTICULO 16. Dentro de los quince (15) días siguientes de concluidos los plazos mencionados en el artículo anterior, según sea el caso, el Ministerio procederá en acto público a la apertura de la o las plicas presentadas.

dentro del plazo mencionado en este artículo, se deducirá responsabilidad al adjudicatario que haya incumplido, siendo en todo caso responsable de los daños y perjuicios ocasionados.

ARTICULO 18. Si la resolución a que se refiere el artículo anterior es positiva, se hará constar en un acuerdo ministerial el que será publicado en el Diario de Centro América dentro de los quince (15) días siguientes. El acuerdo deberá contener los derechos y obligaciones de las partes, las condiciones, plazos de inicio y terminación de las obras, las servidumbres que deban establecerse, las sanciones, las causas de terminación del contrato y demás disposiciones de la presente ley y su reglamento, que sean aplicables. En caso que la resolución sea negativa, el Ministerio deberá únicamente notificarlo al interesado.

ARTICULO 19. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de publicación del Acuerdo Ministerial a que se hace referencia en el artículo anterior, el Ministerio y el adjudicatario suscribirán el contrato en escritura pública. El contrato transcribirá el Acuerdo Ministerial e indicará los procedimientos para efectuar modificaciones o ampliaciones a la autorización, previo acuerdo entre las partes.

ARTICULO 20. Para la adjudicación de la autorización para prestar el servicio de distribución final, el Ministerio convocará a un concurso público, de conformidad con los términos del reglamento de esta ley. La autorización del servicio de distribución final se referirá a una zona territorial delimitada en el acuerdo de autorización, la que podrá modificarse o ampliarse por convenio entre las partes, previa autorización del Ministerio. La zona autorizada no otorga exclusividad del servicio al adjudicatario. Dentro de la zona autorizada debe haber un área obligatoria de servicio, que no podrá ser inferior a una franja de doscientos (200) metros en torno a sus instalaciones.

ARTICULO 21. El acuerdo ministerial mediante el cual se otorga la autorización, caducará si no se suscribe la escritura pública correspondiente en el plazo estipulado en el artículo diecinueve (19), por causas imputables al adjudicatario.

ARTICULO 22. Los adjudicatarios de las autorizaciones para el transporte y la distribución final de electricidad están facultados para:

- Usar en la construcción de las obras, los bienes de dominio público, cruzar ríos, puentes, vías férreas y líneas de transporte y distribución de electricidad.
- Remover la vegetación que sea necesaria dentro de la franja de la servidumbre de paso, a efecto de lograr las libranzas específicas que garanticen la seguridad de vidas, bienes y las propias instalaciones eléctricas.

Estas facultades se realizarán de conformidad con las recomendaciones técnicas específicas, siendo responsables los adjudicatarios por los daños y perjuicios que ocasionen.

CAPÍTULO III

DE LA IMPOSICIÓN DE SERVIDUMBRES EN BIENES DE DOMINIO PÚBLICO Y PRIVADO

ARTICULO 23. Tipos de servidumbres legales de utilidad pública: Las servidumbres legales de utilidad pública comprenden las de paso, que incluye la construcción de senderos, trochas y caminos, las de agua, acueducto y todas aquellas que señala la legislación ordinaria y que sean necesarias sobre la base de los estudios técnicos correspondientes, incluyendo el derecho de inspección y mantenimiento permanente.

ARTICULO 24. Las líneas de conducción de energía eléctrica podrán cruzar ríos, canales, líneas férreas, acueductos, calles, caminos y otras líneas eléctricas, telefónicas, telefónicas o cablegráficas, debiéndose diseñar las instalaciones de tal manera que garanticen la seguridad de las personas y sus bienes, así como la prestación de los servicios.

El cruce de líneas de transmisión de energía eléctrica de calles, caminos y carreteras no se considerará, como utilización de bienes de dominio público. El Reglamento de esta ley normará las especificaciones.

ARTICULO 25. Duración de las servidumbres. El plazo de las servidumbres será indefinido. Cuando ya no sea necesario mantener en el predio sirviente las instalaciones necesarias para la prestación del servicio de que se trate, se extinguirá la servidumbre. Tal extinción deberá declararse por el Ministerio a solicitud del interesado.

ARTICULO 26. En el caso de que se extingan las servidumbres por cualquier motivo, el propietario o poseedor del predio sirviente recuperará el pleno dominio del bien afectado y no estará obligado a devolver la compensación recibida.

ARTICULO 27. Servidumbres en predios de dominio público. En el caso de que el adjudicatario necesite establecer servidumbres en predios de dominio público deberá convenir estas con las autoridades correspondientes. Las dependencias del Estado, sean estas descentralizadas o no, autónomas o no, deben coadyuvar en el establecimiento de las servidumbres de que se trate.

ARTICULO 28. Al finalizar el periodo de la autorización del uso de bienes de dominio público, no se extinguirán las servidumbres impuestas si fuere necesario volver a utilizarlos. El nuevo adjudicatario tendrá los mismos derechos sobre las servidumbres impuestas que el anterior.

ARTICULO 29. Causas de sanción al adjudicatario: El propietario o poseedor del predio que soporte una servidumbre podrá solicitar al Ministerio que sancione al adjudicatario de la servidumbre por las siguientes causas:

- Si no se inician los trabajos, luego de concluido el procedimiento de aprobación de la servidumbre, en el plazo que se hubiera contratado.

- Si las obras para la prestación del servicio no se realizan y concluyen en el plazo estipulado.

ARTICULO 30. Si el adjudicatario no cumple con los plazos y/o las sanciones que se le impongan, el propietario o poseedor del bien inmueble donde se establezca la servidumbre podrá solicitar ante el juez de Primera Instancia Civil Departamental, mediante el trámite de 101 incidentes, la cancelación de la servidumbre. En este caso siempre se deberá dar audiencia al Ministerio.

ARTICULO 31. Derechos que implica la constitución de servidumbres legales de utilidad pública. El establecimiento de servidumbres a que se refiere el presente capítulo implica para los adjudicatarios de las mismas, los siguientes derechos:

- Construir en los terrenos afectados por la servidumbre, las obras e instalaciones necesarias y destinadas al servicio correspondiente.
- Colocar postes y torres, tender cables aéreos o subterráneos, instalar subestaciones y demás estructuras necesarias para la prestación del servicio, bajo la responsabilidad exclusiva del adjudicatario.
- Utilizar las áreas necesarias para la constitución de las servidumbres en general y para la construcción, inspección, mantenimiento, reparación y modificación de las instalaciones correspondientes.
- Delimitar los terrenos para las bocanomas, canales de conducción, vertederos, clasificadores, estanques, cámaras de presión, tuberías, dependencias, habitaciones para el personal, canales de desague, caminos de acceso y en general todas las demás obras estrictamente requeridas para las instalaciones.
- Descargar las aguas, por los cauces existentes en el predio sirviente, siempre que las condiciones de los mismos lo permitan.

ARTICULO 32. Obligaciones que implica la constitución de las servidumbres legales de utilidad pública. Las servidumbres a que se refiere el presente capítulo implican para los propietarios o poseedores de los predios sobre los cuales se constituyen las mismas, las siguientes obligaciones:

- Permitir la construcción de las instalaciones que correspondan, así como el paso de los inspectores y de los trabajadores que intervengan en el transporte de materiales y equipo necesario para los trabajos de construcción, reconstrucción, inspección, mantenimiento y reparación o modificación de las instalaciones.
- La no realización de construcciones, siembras u otros trabajos dentro del área de la servidumbre; se exceptúan los cultivos, siembras y en general uso de la tierra que no afecten las libranzas eléctricas y especificaciones técnicas, dichas actividades se realizarán bajo cuenta y riesgo del propietario y sin perjuicio de lo estipulado en el inciso anterior.

ARTICULO 33. Indemnización. El propietario de las servidumbres legales de utilidad pública deberá pagar, anticipadamente y en efectivo, al propietario o poseedor del inmueble que deba soportar la servidumbre, la indemnización por los daños y perjuicios que se prevea puedan causarse. El monto de la indemnización será fijada de mutuo acuerdo por el adjudicatario y el propietario o poseedor de la finca que soportará las servidumbres, en el caso de no llegarse a un acuerdo en cuanto al monto de dicha indemnización cualquiera de las partes podrá acudir a un juez de Instancia Civil para que mediante el trámite de los incidentes resuelva en definitiva, resolución contra la cual no cabe el recurso de apelación.

ARTICULO 34. La indemnización que se pague por los daños que se causen en la constitución de las servidumbres reguladas en esta ley no podrá consistir en el suministro gratuito de energía eléctrica, ni tratamiento preferente en la aplicación de las tarifas.

ARTICULO 35. Constitución de servidumbre. El interesado exhibirá por escrito al Ministerio, junto con la solicitud de autorización, la necesidad de constituir las servidumbres que solicitan de acuerdo a los estudios técnicos que se realicen y la descripción del bien inmueble sobre el cual deban constituirse, con los datos siguientes: jurisdicción departamental y municipal, y generales del inmueble. También deberán presentarse los planos de las obras que habrán de realizarse, el área, los cultivos y las construcciones afectadas, y el valor estimado de los daños y perjuicios que se prevean puedan causarse.

ARTICULO 36. El Ministerio notificará, a la mayor brevedad posible, directamente o a través de la municipalidad respectiva, a los propietarios o poseedores de los predios, el interés y la necesidad de establecer las servidumbres en los mismos. La notificación incluirá una copia de la exposición hecha por el interesado y de los demás requisitos establecidos en el artículo anterior.

ARTICULO 37. El interesado deberá realizar los trámites y las negociaciones necesarias para el establecimiento de las servidumbres que deban constituirse en predios públicos o privados, si el propietario o poseedor del predio de que se trate está conforme con que se constituya la servidumbre que se solicita y con el monto de la indemnización que se ofrece al interesado por los daños y perjuicios que se pudieren causar, deberá otorgar la escritura constitutiva de la misma, previo pago de la indemnización anteriormente mencionada, y dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que se concluyó la negociación.

ARTICULO 38. El adjudicatario y el propietario o poseedor del predio de que se trate podrán resolver las diferencias que surjan con motivo de la imposición de las servidumbres y del monto de la indemnización a pagar, mediante el procedimiento de un arbitraje de equidad, de acuerdo con las normas establecidas en la ley de arbitraje, Decreto Número 67-95 del Congreso de la República.

ARTICULO 39. Para el caso de no localización del propietario o poseedor, deberá el adjudicatario solicitar la autorización de avías al Ministerio, que contengan la expresión de la necesidad de constitución de servidumbre y que serás colocados en lugar visible en la finca y en la municipalidad jurisdiccional del predio afectado.

ARTICULO 40. Oposición a la constitución de la servidumbre: Si el propietario o poseedor del bien inmueble de que se trate no está de acuerdo en otorgar la servidumbre, el adjudicatario interesado en la constitución de la misma, hará constar, a través de acta notarial, tal situación. El adjudicatario presentará, junto al acta notarial, solicitud al

...en el sentido de que se declare la procedencia de la constitución de la servidumbre legal de utilidad pública, recibida la solicitud por el Ministerio, éste debe, dentro de los cinco (5) días siguientes, correr audiencia al propietario o poseedor del bien inmueble afectado, por un plazo de cinco (5) días, para que rone y haga valer su oposición y habiendo o no evacuado su audiencia, al vencimiento del plazo, el Ministerio deberá dentro de un plazo de cinco (5) días resolver, declarando la procedencia o no de la servidumbre legal de utilidad pública.

En el caso que se resolviera declarar la improcedencia de la servidumbre legal de utilidad pública, el adjudicatario podrá buscar otra finca que sirva como predio sirviente.

ARTICULO 41. Cuando el Ministerio declare la procedencia de la servidumbre legal de utilidad pública, extenderá certificación al adjudicatario y éste podrá acudir al juez de Primera Instancia del Ramo Civil del departamento en el que se encuentre la finca ubicada, para que mediante el trámite de los incidentes que se establece en la Ley del Organismo Judicial, el juez resuelva en definitiva.

ARTICULO 42. La oposición del propietario o poseedor de la finca, sobre la cual se pretende constituir la servidumbre, solo podrá plantearse:

- Por ser perjudicial o desnaturalizarse el destino del predio que soportará la servidumbre
- Por la existencia de otro predio donde resulta menos gravosa y más práctica la constitución de la servidumbre
- Por no estar de acuerdo con el monto de la indemnización que se le propone

En los dos primeros casos deberá comprobar los extremos en los que fundamenta su oposición y en el tercer caso deberá presentar avalúo, por experto autorizado.

ARTICULO 43. La resolución que dicte el juez, en su caso, deberá declarar la servidumbre que se le solicita constituir, como servidumbre legal de utilidad pública y el monto de la indemnización a pagar, debiendo fijar un plazo no mayor de cinco (5) días, a partir de la última notificación, para que el propietario o poseedor otorgue la escritura pública de constitución de la servidumbre, bajo el apercibimiento de otorgarla, sin más trámite, el juez, en rebeldía del obligado, dentro de los cinco (5) días siguientes al vencimiento del plazo fijado para el otorgamiento de la escritura pública por parte del propietario o poseedor, plazo dentro del cual el adjudicatario deberá depositar en la Tesorería del Organismo Judicial a favor del interesado, el monto fijado como indemnización, requisito este sin el cual el juez no otorgará la escritura pública constituyendo el gravamen.

Contra la resolución definitiva que dicte el juez en el incidente, no procederá el recurso de apelación.

TITULO III

OPERACION Y EXPLOTACION DE LAS INSTALACIONES DE GENERACION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD

CAPITULO I

OPERACION Y EXPLOTACION DE CENTRALES GENERADORAS Y SISTEMAS DE TRANSPORTE

ARTICULO 44. La administración del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado administrador del Mercado Mayorista, cuyas funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los agenes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el administrador del Mercado Mayorista.

El funcionamiento del Mercado Mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento. La conformación mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del administrador del mercado mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento, y su propio reglamento específico.

ARTICULO 45. Si un generador o transportista no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación emanadas del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con las disposiciones de la presente ley, será sancionado con multa, pudiendo incluso disponerse su desconexión forzosa por un periodo determinado o hasta que haya resuelto el problema que motivo su desconexión del Sistema Eléctrico Nacional.

CAPITULO II

OPERACION Y EXPLOTACION DE LAS INSTALACIONES DE SERVICIO DE DISTRIBUCION FINAL

ARTICULO 46. Todo interesado en consumir energía eléctrica, ubicado dentro del área obligatoria de servicio de un adjudicatario, tendrá derecho a que éste se le suministre cumpliendo los requisitos y estipulaciones de conformidad con lo establecido en la presente ley y su reglamento. Dicho derecho existe asimismo para el interesado que, estando ubicado fuera del área obligatoria de servicio, llegue al límite de dicha área mediante líneas propias o de terceros.

ARTICULO 47. El Estado podrá otorgar recursos para coasor total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de una zona territorial delimitada. Los recursos que otorgue el Estado serán considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo a usuario. Las obras que se construyan con estos aportes serán administradas y operadas por el adjudicatario, el que se obliga a mantenerlas en perfectas condiciones de uso.

Los proyectos a que se refiere el párrafo anterior deberán contar con un informe favorable de evaluación socioeconómica del ministerio.

ARTICULO 48. En el caso de que un adjudicatario requiera aportes de terceros por proveerles del servicio de energía eléctrica, éste estará obligado a reembolsar estos aportes quienes lo proveyeron, en los plazos y bajo las condiciones que el reglamento establezca. Estos aportes no podrán superar el valor máximo que para estos efectos fije la comisión.

ARTICULO 49. El usuario no podrá utilizar una demanda mayor que la contratada dentro de los límites máximos de variación que el suministrador permita. En caso de superar el límite, el distribuidor podrá suspender el servicio y cobrar el exceso de demanda según la tarifa aplicable al usuario, de acuerdo con las condiciones que fije el reglamento.

ARTICULO 50. El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al usuario, sin perjuicio de las sanciones a que se haga acreedor de conformidad con esta ley y su reglamento.

La comisión fijará los importes por concepto de corte y reconexión.

ARTICULO 51. Todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad, de acuerdo al procedimiento que establece la presente ley y su reglamento. En el usuario radican las obligaciones que implica la prestación del servicio.

ARTICULO 52. Los gastos derivados de los cambios, renovación, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar, serán sufragados por los interesados y/o por quienes los originen.

El adjudicatario está obligado a dar servicio mediante líneas aéreas. Si el municipio o cualquier interesado requiere distribución por un medio que resulta más costoso que el usual, la diferencia de costos de inversión deberá ser absorbida por el interesado pagándosele directamente al adjudicatario.

ARTICULO 53. Los adjudicatarios de servicio de distribución final están obligados tener contratos vigentes con empresas generadoras que garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo.

Los adjudicatarios son responsables de la continuidad del suministro a sus clientes sometidos a la regulación de precios, debiendo indemnizarlos por los Kw/h racionados contratados tanto por cargo de potencia, como de energía, cuando se produzcan fallas de larga duración a nivel generación-transmisión, siempre que estas fallas no obedezcan a causas de fuerza mayor, la cual será calificada como tal por la Cogesap. El monto de indemnización por Kw/h racionado de larga duración será fijado por la Comisión cuando aprueben las tarifas de distribución. El reglamento definirá la falla de larga duración y la determinación de los Kw/h racionados sujetos a indemnización.

Cuando se produzcan fallas de corta duración, que sobrepasen las normas técnicas aceptadas, el adjudicatario deberá aplicar un descuento en el cargo mensual de potencia a sus usuarios sometidos a regulación de precios, en las condiciones que señala el reglamento.

CAPITULO III

RESCISION Y TERMINACION DEL PLAZO DE AUTORIZACION

ARTICULO 54. La autorización de servicio de distribución final termina por resciso o cumplimiento del plazo de autorización o renuncia del adjudicatario, previamente calificada por el Ministerio.

ARTICULO 55. La autorización de servicio de distribución final se rescinde cuando el distribuidor, luego de haberse aplicado las sanciones que el reglamento establece, incurre en las siguientes causales:

- No cumplir con los plazos establecidos en el reglamento para proporcionar los suministros solicitados en su área obligatoria. El distribuidor tendrá derecho a solicitar por una vez la extensión del plazo al ministerio.
- Proporcionar un servicio reiteradamente deficiente, de acuerdo a los estándares mínimos de calidad establecidos en el reglamento de esta ley y no solucionar la situación después de las multas que se le apliquen y en los plazos que al efecto han impuesto la Comisión.

La rescisión podrá ser decretada por la totalidad o por una parte de la zona autorizada.

ARTICULO 56. Para el caso específico de transporte, la autorización termina cuando el adjudicatario se niega a permitir el uso por parte de terceros de sus instalaciones, en las condiciones estipuladas en la presente ley y en su reglamento.

ARTICULO 57. En caso de rescisión de la autorización de servicio de distribución final, si se comprometiére la continuidad del servicio, el Ministerio intervendrá la empresa o forma provisional a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones.

Una vez terminada la autorización, los derechos y los bienes de las autorizaciones serán subastados públicamente como una unidad económica, en un plazo de ciento ochenta (180) días. Del valor obtenido en la subasta, el ministerio deducirá los gastos incurridos las deudas que tuviere el ex-titular y el saldo le será entregado a éste. El ex-adjudicatario podrá presentarse a la subasta siempre que la autorización no haya caducado por mal calidad en la prestación del servicio.

Los acreedores de las autorizaciones declaradas terminadas, no podrán oponerse por ningún motivo a la subasta y verificados sus derechos ante la justicia ordinaria, se pagará con el monto obtenido en la subasta.

ARTICULO 58. Un adjudicatario, previa validación y autorización del Ministerio, podrá transferir los derechos obtenidos para la prestación del servicio de energía eléctrica de que se trate a un tercero, quien asumirá todos los derechos adquiridos y las obligaciones contraídas por el anterior adjudicatario. El Ministerio podrá, en todo caso, aprobar o improbar la transferencia de tales derechos. El reglamento de esta ley establecerá el procedimiento para tramitar dichas transferencias, considerando siempre la continuidad del servicio.

TITULO IV

REGIMEN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

ARTICULO 59. Están sujetos a regulación, los precios de los siguientes suministros:

- Las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro, libremente pactados entre las partes.
- Los peajes a que están sometidas las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes. En estos casos, los peajes serán determinados por la Comisión, citándose a las disposiciones de la presente ley y de su reglamento.
- Los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado en el reglamento. Los usuarios de demanda máxima de potencia superior a la que especifica el reglamento, no estarán sujetos a regulaciones de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o bien con cualquier otro suministrador.

Son libres los precios no señalados explícitamente en los incisos anteriores.

ARTICULO 60. Los peajes que determine la Comisión, cuando no exista acuerdo entre las partes, reflejarán en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados. Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes.

ARTICULO 61. Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Las empresas de generación, transmisión o distribución no podrán otorgar a sus empleados, en carácter de remuneración o prestación o bajo ninguna forma, descuentos sobre las tarifas vigentes o suministro gratuito de energía eléctrica.

ARTICULO 62. Las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta. Toda la información relativa a la licitación y adjudicación de oferta será de acceso público. El reglamento de la ley estipulará el procedimiento y condiciones de adjudicación y los mecanismos a utilizar en caso de desacuerdo por parte de uno o más de los oferentes con respecto a la adjudicación.

ARTICULO 63. En ningún caso en que deban fijarse tarifas por servicios de electricidad, se aplicarán las disposiciones del Artículo 1.520 del Código Civil, ya que a las tarifas por servicios de electricidad les serán aplicables únicamente las disposiciones de la presente ley. Tampoco se serán aplicables las disposiciones del Artículo 1.520 del Código Civil a las tarifas no sujetas a regulación en virtud de esta ley.

CAPITULO II

PEAJE POR EL USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

ARTICULO 64. El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarias devengarán el pago de peajes a su propietario. Los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apeándose estrictamente al procedimiento descrito en esta ley y en su reglamento.

ARTICULO 65. Todos los generadores e importadores de energía eléctrica, conectados al Sistema Eléctrico Nacional pagarán peaje por el uso del sistema principal, por KW de potencia firme conectada. En los sistemas secundarios, los peajes se pagarán de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas. Es obligación de los generadores interconectados al Sistema Eléctrico Nacional, construir las instalaciones de transmisión para llevar su energía al sistema principal o bien efectuar los pagos de peajes secundarios para tal finalidad.

ARTICULO 66. Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo, están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de las garantías que el reglamento establezca.

ARTICULO 67. El peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

La anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años. El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

ARTICULO 68. Todo generador e importador de energía eléctrica conectado al Sistema Eléctrico Nacional, después de haber pagado el peaje de conexión, tendrá derecho a inyectar potencia y energía y a retirarla sin costo adicional en cualquier punto del sistema principal y del sistema secundario desde el cual exista un flujo anual predominante de energía hacia el sistema principal.

ARTICULO 69. El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero.

Para el cálculo del peaje el o los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informarán a la Comisión la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico.

ARTICULO 70. Adicionalmente al peaje en el sistema principal todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje secundario a los transmisores involucrados, o al distribuidor, en los siguientes casos:

- Si se conecta al sistema eléctrico en subestaciones ubicadas fuera del sistema principal.
- Si comercializa electricidad en subestaciones ubicadas fuera de este sistema.
- Si utiliza instalaciones de distribución.

El peaje secundario sólo se pagará si el uso de las instalaciones se hace en el sentido del flujo preponderante de energía. El pago del peaje secundario da derecho a efectuar retiros de electricidad, en todos los puntos del sistema desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia puntos cubiertos por los peajes secundarios.

El peaje secundario corresponderá a los costos totales de la parte del sistema de transmisión secundario involucrado, o de la red de distribución utilizada y será pagado por los generadores que usen estas instalaciones, a pro rata de la potencia transmitida en ellas.

El costo total estará constituido por la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, considerando instalaciones económicamente adaptadas. Las pérdidas medias de potencia y energía en la red secundaria involucrada serán absorbidas por los generadores usuarios de dicha red. En el caso de uso de redes de distribución, el peaje secundario corresponderá al Valor Agregado de Distribución por unidad de potencia máxima que la Comisión determine para el cálculo de las tarifas a clientes finales.

Todas las divergencias que se produzcan entre los generadores y los transmisores, serán resueltas por la comisión, quien deberá resolver en un plazo máximo de treinta (30) días a partir de presentado el reclamo por una de las partes.

CAPITULO III

TARIFAS APLICABLES A CONSUMIDORES FINALES DE DISTRIBUCION FINAL

ARTICULO 71. Las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. Para referir los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, la Comisión agregará los peajes por subtransmisión que sean pertinentes. Los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución deberán necesariamente expresarse de acuerdo a una componente de potencia relativa a la demanda máxima anual de la distribuidora ($Q/kw/mes$), y a una componente de energía (Q/kwh).

Los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refiere el artículo 62.

El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operado en un área de densidad determinada.

ARTICULO 72. El VAD deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas:

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

ARTICULO 73. El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la

vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia.

ARTICULO 74. Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precificada por la Comisión. La Comisión podrá disponer que diversos distribuidores contraten un solo estudio, si las densidades de distribución son parecidas en cada grupo y usar un solo VAD para la determinación de las tarifas de todas las empresas calificadas en un mismo grupo.

Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios.

ARTICULO 75. La Comisión revisará los estudios efectuados y podrá formular observaciones a los mismos. En caso de discrepancias formuladas por escrito, la Comisión y las distribuidoras deberán acordar el nombramiento de una Comisión Pericial de tres integrantes, uno nombrado por cada parte y el tercero de común acuerdo. La Comisión Pericial se pronunciará sobre las discrepancias, en un plazo de 60 días contados desde su conformación.

ARTICULO 76. La Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

ARTICULO 77. La metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años, durante la primera quincena de enero del año que corresponda. El reglamento señalará los plazos para la realización de los estudios, su revisión, formulación de observaciones y formación de la Comisión Pericial. Todos los informes que evocó la Comisión serán de público acceso.

ARTICULO 78. La metodología para determinación de las tarifas y sus fórmulas de ajuste no podrán ser modificadas durante su periodo de vigencia, salvo si sus reajustes triplican el valor inicial de las tarifas inicialmente aprobadas. En el evento que al vencimiento del periodo de vigencia de las tarifas no hayan sido fijadas las tarifas del periodo siguiente, por causa de la Comisión, aquellas podrán ser ajustadas por los adjudicatarios según las fórmulas de ajuste automático.

ARTICULO 79. La tasa de actualización a utilizar en la presente ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especializadas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior al trece por ciento real anual, se aplicarán ~~estas~~ últimos valores, respectivamente.

TITULO V

SANCIONES

CAPITULO UNICO

ARTICULO 80. La Comisión, de acuerdo con lo estipulado por la presente ley, sancionará con multa las infracciones a cualquier disposición de la misma. Las multas se expresarán en términos de la tarifa de la componente de energía aplicable a 1 Kw/h, a nivel de cliente residencial en ciudad de Guatemala, en las condiciones que estipule el reglamento de esta ley.

Cuando se trate de usuarios, las multas estarán comprendidas entre 100 y 10,000 Kw/h. En el caso de generadores, transportistas y distribuidores, dependiendo de la gravedad de la falta, las multas estarán comprendidas entre 10,000 y 1,000,000 Kw/h.

Para los fines de la aplicación de multas, cada día que el infractor deje transcurrir sin ajustarse a las disposiciones de esta ley o de su reglamento, después de la orden que para el efecto hubiere recibido de la Comisión, será considerado como una infracción distinta.

El monto recaudado por cobro de multas ingresará al fondo de la Comisión.

ARTICULO 81. El infractor al cual se le apliquen multas por infracciones a esta ley o a su reglamento, podrá reclamar ante la justicia ordinaria, por medio de las acciones legales que correspondan.

TITULO VI

CAPITULO UNICO

DISPOSICION FINAL

ARTICULO 82. Quedan derogadas las siguientes disposiciones:

- Decreto Ley Número 126-85, Ley de Geotermia,
- Decreto Ley Número 419, Ley de Servidumbres para Obras e Instalaciones Eléctricas,
- Cualquier otra norma que contradiga el presente decreto.

TITULO VII

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO

ARTICULO 1. La primera Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá constituirse antes del 1 de abril de 1997. Para iniciar el funcionamiento de la Comisión, el Ministerio de Finanzas Públicas depositará la cantidad de Q 500,000.00 con carácter reembolsable, en un plazo no mayor de diez (10) días contados a partir de la fecha de integración de la Comisión.

ARTICULO 2. La primera fijación de peajes y tarifas a clientes de servicio de distribución final, aplicando los criterios y metodologías que establece la presente ley, se efectuará la primera quincena de mayo de 1997. En este caso, los VAD de distribución que determine la Comisión se basarán en valores usados en otros países que apliquen similar metodología.

ARTICULO 3. El Instituto Nacional de Electrificación y cualquiera otra empresa que actualmente se dedique a las actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, sea ésta de capital privado o mixto, separará sus funciones y administración para ajustarse a los preceptos contenidos en la presente ley, dentro del plazo de un (1) año, contado a partir de la fecha de su promulgación.

ARTICULO 4. En el plazo de noventa (90) días, contados a partir de la fecha de publicación de esta ley, el Organismo Ejecutivo deberá emitir el reglamento de la misma.

ARTICULO 5. El Administrador del Mercado Mayorista, tendrá un plazo de ses (6) meses desde la publicación del reglamento de esta ley, para conformarse y entrar en funcionamiento.

ARTICULO 6. En tanto se integre la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se constituirá un Comité, integrado por un delegado designado dentro de los diez (10) días siguientes a la vigencia de la presente ley, por cada una de las entidades siguientes:

- Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (-EEGSA-),
- Instituto Nacional de Electrificación, (-INDE-),
- Colegio de Ingenieros de Guatemala.

Dicho Comité será nombrado por Acuerdo Gubernativo en un plazo no mayor de quince (15) días contados a partir de su designación el que fijará las tarifas a que se refiere el artículo 59 de la presente ley, para el periodo comprendido entre la fecha que cobre vigencia el presente decreto y la nueva fijación de tarifas que estipule la Comisión Nacional de Electricidad. Estos miembros cesarán de sus funciones al asumir sus cargos los miembros de la Comisión.

ARTICULO 7. Esta ley entrará en vigencia el día de su publicación en el diario oficial.

PASE AL ORGANISMO EJECUTIVO PARA SU SANCIÓN, PROMULGACION Y PUBLICACION.

DADO EN EL PALACIO DEL ORGANISMO LEGISLATIVO, EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, A LOS DIEZ Y SEIS DIAS DEL MES DE OCTUBRE DE MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS.

CARLOS ALBERTO GARCIA REGAS
PRESIDENTE

ENRIQUE ALEJOS CLOSE
SECRETARIO

YRMAIN OLIVA MURALLIS
SECRETARIO



PALACIO NACIONAL: Guatemala, trece de noviembre de mil novecientos noventa y seis.

PUNTOSE Y CUMPLASE



ANDRÉS INTORCHIO



Leonel López Rodas
MINISTRO DE ENERGIA Y AGUA

Diario de Centro América

DECANO DE LA PRENSA CENTROAMERICANA

TOMO CCLXV

Guatemala, martes 2 de enero de 2001

NUMERO 68

SUMARIO

ORGANISMO LEGISLATIVO

CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA
DECRETO NUMERO 96-2000

ORGANISMO EJECUTIVO

MINISTERIO DE EDUCACION

ACUERDASE INSTITUIR LA PARTICIPACION DE LOS ESTUDIANTES DEL CICLO DIVERSIFICADO DEL NIVEL MEDIO EN LA ESTRATEGIA DEL MOVIMIENTO NACIONAL PARA LA ALFABETIZACION.

MINISTERIO DE AGRICULTURA, GANADERIA Y ALIMENTACION

Acuérdase ampliar el Presupuesto de Ingresos del Fondo de Tierras -FONTIERRAS- correspondiente al Ejercicio Fiscal 2000, como se indica.
Acuérdase ampliar el Presupuesto de Ingresos del Fondo de Tierras -FONTIERRAS- correspondiente al Ejercicio Fiscal 2000, como se indica.

MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES

INSTRUMENTO DE RATIFICACION DEL ACUERDO POR CANJE DE NOTAS ENTRE EL GOBIERNO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA Y EL GOBIERNO DE LA REPUBLICA FEDERAL DE ALEMANIA REFERENTE AL PROYECTO "EXPLORACION SOSTENIBLE DE LOS RECURSOS NATURALES EN EL PETEN".

PUBLICACIONES VARIAS

INSTITUTO DE LA DEFENSA PUBLICA PENAL
ACUERDO NUMERO 05-2000

ANUNCIOS VARIOS

Matrimonios • Constituciones de sociedad • Modificaciones de sociedad • Patentes de invención • Registro de marcas • Titulos supletorios • Edictos • Remates
Industrias ABM de Guatemala, Sociedad Anónima.- Balance General, al 30 de junio del 2000.
Inmobiliaria Zona Cuatro, Sociedad Anónima.- Balance General, al 30 de junio de 2000.
Inmobiliaria Roosevelt, Sociedad Anónima.- Balance General, al 30 de junio de 2000.
Vehículos y Lanchas, Sociedad Anónima.- Balance General, al 30 de junio del 2000.
Cofifo Stahl, Importadora y Distribuidora de Vehículos Automotores, S.A.- Balance General, al 30 de junio del 2000.
Impulso, S.A.- Balance General, al 30 de junio de 1985.
Discos de Centroamérica, S.A.- Balance General, al 30 de junio de 1985.

ORGANISMO LEGISLATIVO

CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA DECRETO NUMERO 96-2000

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

CONSIDERANDO:

Que el interés social prevalece sobre el interés particular y que es función del Estado velar por la elevación del nivel de vida de todos los habitantes del país, procurando el bienestar de la familia.

CONSIDERANDO:

Que la situación económica imperante en el país está agobiando a los estratos más pobres, siendo estos afectados por el alza de los costos de producción de la energía eléctrica, debido a la dependencia de los productos derivados del petróleo cuyos precios internacionales se han elevados considerablemente.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad establece que están sujetos a regulación los precios de los suministros a usuarios del servicio de distribución final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite establecido en su Reglamento General; además, la referida ley dispone que las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; estableciendo así mismo, que las compras de electricidad por parte de los distribuidores de dicho servicio se efectuarán mediante licitación abierta.

CONSIDERANDO:

Que el Estado de Guatemala, como ente impulsor del desarrollo nacional, considera de urgencia nacional la creación de tarifas con carácter social para satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente de la gente más pobre del país, para lo cual se hace necesario emitir las disposiciones legales que permitan a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica normar la metodología específica para la implementación de dichas tarifas.

POR TANTO:

En ejercicio de las atribuciones que le confiere el artículo 171 literal a) de la Constitución Política de la República Guatemala.

DECRETA:

La siguiente:

LEY DE LA TARIFA SOCIAL PARA EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 1. Tarifa social. Con la finalidad de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final, más afectado por el incremento de los costos en la producción de la energía eléctrica, se autoriza la creación de una tarifa especial con carácter social, la que será denominada Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, dirigida a usuarios con consumos de hasta 300 kilovatios hora -Kwh-.

ARTICULO 2. Emisión de normas. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica. Cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.

ARTÍCULO 3. Autorización. Las empresas distribuidoras deberán realizar licitación abierta para la adquisición de potencia y energía eléctrica, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyo destino sea abastecer a los consumidores de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, conforme los términos de referencia que elaborará dicha Comisión.

ARTÍCULO 4. Publicación. La Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica referida a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución (VAD). El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar únicamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de este decreto. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicará el pliego tarifario respectivo.

ARTÍCULO 5. Aprobación. El Valor Agregado de Distribución (VAD) mencionado en el artículo anterior, es aquel aprobado en los respectivos pliegos tarifarios de cada distribuidor, de conformidad con la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.

ARTÍCULO 6. Suministro. Para la primera adquisición de potencia y energía cuyo destino sea abastecer de energía eléctrica a los consumidores de la Tarifa Social durante los tres primeros meses de vigencia de esta ley, no se realizará licitación abierta y las empresas distribuidoras deberán utilizar el precio de venta que proporcione el Instituto Nacional de Electrificación, debiendo suscribir los contratos correspondientes dentro de los tres días siguientes de entrar en vigencia el presente decreto.

Durante los tres meses indicados, las distribuidoras harán licitación abierta para comprar la potencia y energía necesaria para continuar el abastecimiento del suministro de energía eléctrica a los consumidores de la Tarifa Social, como establece el artículo 3 de esta ley.

ARTÍCULO 7. Revisión de contratos. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá, conforme a lo establecido en la legislación nacional vigente, proceder a revisar los contratos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Igualmente, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá realizar las inspecciones físicas y de campo correspondientes, para establecer las condiciones dentro de las cuales se presta el servicio de energía eléctrica.

De los resultados de la revisión y modificación de los contratos, así como de los resultados del trabajo de campo que lleve a cabo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, esta deberá informar periódicamente al Congreso de la República.


ARTÍCULO 8. Vigencia. El presente decreto entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el diario oficial.

PASE AL ORGANISMO EJECUTIVO PARA SU SANCIÓN, PROMULGACION Y PUBLICACION.

DADO EN EL PALACIO DEL ORGANISMO LEGISLATIVO, EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, A LOS DIECINUEVE DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL.


JOSE RAFAEL RIOS MONTT
PRESIDENTE


CARLOS WILLELIS MUÑOZ
SECRETARIO



SULEMA FRINE PAZ DE RODRIGUEZ
SECRETARIO




SANCIÓN AL DECRETO DEL CONGRESO NÚMERO 96-2000

PALACIO NACIONAL - Guatemala, catorce de diciembre del año dos mil.

PUBLIQUESE Y CUMPLASE.


JUAN FRANCISCO REYES LOPEZ
Vicepresidente de la República en funciones de la Presidencia




RAUL RICHARDO ARETILA SERRANO
MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS


Luis Figueroa C.
SECRETARIO DE ENERGIA Y MINAS

GLOSARIO

Administrador del Mercado Mayorista -AMM-: El conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado. La administración del mercado mayorista esta a cargo del Administrador del Mercado Mayorista.

Alta Tensión Eléctrica: Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) voltios.

Baja Tensión: Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) voltios.

Baja Tensión Simple -BTS-: Usuarios con demanda máxima de potencia menor a 100 Kw.

Cargo por Demanda: Cargo por consumo de energía eléctrica con potencia mayor a los 100 Kw.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-: Es un organismo autónomo que actúa como agente regulador de las actividades del sector eléctrico en general, y de la actividad de distribución en particular.

Compra de Potencia: Se refiere a la rapidez de transferencia de energía en el tiempo, se mide en Mw.

Compra de Energía: Corresponden a los costos de generación, más recargos por el uso del sistema de transmisión, más recargos por las pérdidas de energía y potencia en las líneas de transmisión y subtransmisión.

Contrato PPA: Contrato de compra de potencia de energía por sus siglas en inglés (power purchase agreement).

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Demanda Máxima de Potencia: La demanda mensual facturable es la máxima demanda registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda.

Energía (eléctrica): Es la energía asociada al flujo o acumulación de electrones. La forma transicional de la energía eléctrica es el flujo de electrones, usualmente a través de un conductor.

Generador: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.

Gran Usuario: Es el consumidor de energía cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (Kw) o el límite inferior fijado por el Ministerio de Energía y Minas en el futuro.

Interconexión Eléctrica Internacional: Línea de transmisión de energía eléctrica que conecta dos o más sistemas interconectados pertenecientes a distintos países.

Kilovatio hora Kwh: El kilovatio hora, abreviado Kwh, es una unidad de energía. Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (Kw) durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios.

El kilovatio-hora se usa generalmente para la facturación de energía eléctrica, dado que es más fácil de utilizar que la unidad de energía del SI de unidades, el julio, la cual corresponde a un vatio-segundo (W.s). El julio es por tanto una unidad demasiado pequeña, lo que obligaría a emplear cifras demasiado grandes.

Kilovatio -Kw-: Unidad de potencia o trabajo equivalente a mil vatios, y cuyo símbolo es Kw.

Megavatio -Mw-: Unidad de potencia o trabajo equivalente a un millón de vatios, y cuyo símbolo es Mw.

Mercado Mayorista: Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado.

Mercado Spot, Precio: Conjunto de transacciones de compra venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.

Plan de Electrificación Rural -PER-: El PER surgió para atender las necesidades de electricidad en el interior del país en las zonas con menor índice de electrificación y se

cancela con recursos de un fideicomiso formado inicialmente con el producto de la venta de la empresa distribuidora (EDEE) del INDE, Bonos del Tesoro del Ministerio de Finanzas Públicas, ventas de acciones y los intereses que genera el capital del fideicomiso, así como financiamiento externo que se encuentra actualmente en gestión, hasta alcanzar el monto total por US\$ 333.0 millones, que constituirá el monto total del fideicomiso.

Los recursos del fideicomiso, son administrados por el Comité Técnico del Fideicomiso formado por tres miembros; un representante del MEM, uno de INDE y uno de las Distribuidoras DEORSA-DEOCSA

El PER incluye componentes de transmisión y de distribución en las regiones oriente y occidente del país, interconectando el departamento de Petén y fue previsto para ser ejecutado en un período de 60 meses con un costo de US\$ 333.0 millones.

Las obras de transmisión comprendían originalmente la ejecución de aproximadamente 1,300 km de líneas de transmisión de 69Kw y 230Kw; también comprendían la ejecución de 28 subestaciones, a un costo de US\$151.0 millones. El componente de transmisión proporcionará la confiabilidad y refuerzo necesario para cubrir la ampliación del sistema.

Las obras de distribución comprenden la conexión de 280,629 usuarios en aproximadamente 2,600 comunidades de toda la república, a un costo de US\$182.0 millones.

Pliego Tarifario: Se refiere al listado de tarifas por distribuidora para los consumidores. Este pliego incluye el período que abarca, el número de resolución de la CNEE, las tarifas para todas las tensiones que existen en el mercado, la tarifa social, el precio medio de compra de potencia y energía, la tasa de mora y el VAD.

Potencia (eléctrica): La potencia eléctrica es la velocidad a la que se consume la energía eléctrica.

Sistema Nacional Interconectado -SNI-: Red interconectada de transmisión y transformación de energía eléctrica conectada con las principales centrales generadoras y subestaciones eléctricas. Es la porción interconectada del sistema eléctrico nacional.

Tarifa Base: Las tarifas base son calculadas por la CNEE cada cinco años y serán ajustadas periódicamente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen la variación de

los costos de distribución. Estas tarifas incluyen cargo por consumidor, cargo por potencia de punta, cargo por potencia fuera de punta cargo por energía.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Volt (V), y vulgarmente se la suele llamar voltaje. La tensión de suministro para los usuarios de BTS en Guatemala es 110 V.

Transportista: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Subestación Eléctrica: Instalación física, encargada de la transformación de la energía eléctrica de altos niveles de voltaje a niveles menores, aptos para el más fácil transporte de la misma.

Usuario Regulado: Son aquellos cuya demanda de potencia máxima de potencia se encuentre por debajo de los 100 Kw.

Valor Agregado de Distribución: Corresponde al costo medio de proveer el servicio de distribución eléctrica y corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.