


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

The seal of the University of San Carlos of Guatemala is a circular emblem. It features a central shield with a crown on top, flanked by two figures. The shield is surrounded by a circular border containing the Latin text "SACRAE THEOLOGIAE UNIVERSITATIS CAROLINAE CONSPICUA AC ACACIUM COACTIBUS INTER".

**EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
-INDE-, FORTALECIMIENTO Y EFECTOS EN EL DESARROLLO
SOCIAL DE GUATEMALA, DURANTE EL PERÍODO 2000-2009**

GLADYS PATRICIA GARCÍA SANTOS

ECONOMISTA

Guatemala, Septiembre de 2012

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

**EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
-INDE-, FORTALECIMIENTO Y EFECTOS EN EL DESARROLLO SOCIAL
DE GUATEMALA, DURANTE EL PERÍODO 2000-2009**

TESIS

**PRESENTADA A LA HONORABLE JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

POR

GLADYS PATRICIA GARCÍA SANTOS

PREVIO A CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

ECONOMISTA

**EN EL GRADO ACADÉMICO DE
LICENCIADO**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2012

MIEMBROS DE LA HONORABLE JUNTA DIRECTIVA
DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Lic. José Rolando Secaida Morales	Decano
Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales	Secretario
Lic. Albaro Joel Girón Barahona	Vocal 1º.
Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez	Vocal 2º.
Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso	Vocal 3º.
P.C. Oliver Augusto Carrera Leal	Vocal 4º.
P.C. Walter Obdulio Chiguichon Boror	Vocal 5º.

PROFESIONALES QUE REALIZARON LOS EXÁMENES DE ÁREAS
PRÁCTICAS BÁSICAS

Lic. Adolfo Enrique de León Leal	Área de Matemática y Estadística
Rudy Raciél Mendez Y Mendez	Área de Teoría Económica
Edgar Ranfery Alfaro Migoya	Área de Economía Aplicada

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN PRIVADO DE TESIS

Lic. Oscar Erasmo Velásquez Rivera	Presidente
Lic. Manuel Augusto Alonzo Araujo	Examinador
Lic. David Eliezer Castañon Orozco	Examinador

ASESOR DE TESIS

Lic. Juan Humberto Rodríguez Pérez

Guatemala, 22 de febrero de 2012

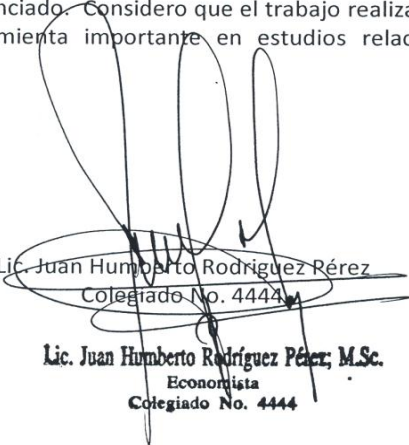
Doctor
Antonio Muñoz Saravia
DIRECTOR ESCUELA DE ECONOMÍA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Ciudad Universitaria

Doctor Saravia:

De manera atenta me dirijo a usted atendiendo el oficio del Decanato de la Facultad de Ciencias Económicas, con fecha dieciocho de octubre de dos mil diez, en donde he sido asignado para asesor el trabajo de tesis de la estudiante Gladys Patricia García Santos, con carné universitario No. 199816687-2, titulado **"EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN INDE, FORTALECIMIENTO Y EFECTOS EN EL DESARROLLO SOCIAL DE GUATEMALA, DURANTE EL PERÍODO 2000-2009"**.

He asesorado y revisado el trabajo mencionado, por ello 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 de Licenciado. Considero que el trabajo realizado por la estudiante García Santos, constituye una herramienta importante en estudios relacionados con el Subsector Eléctrico Nacional.

Cordialmente,



Lic. Juan Humberto Rodríguez Pérez
Colegiado No. 4444

Lic. Juan Humberto Rodríguez Pérez, M.Sc.
Economista
Colegiado No. 4444

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE
GUATEMALA



FACULTAD DE CIENCIAS
ECONOMICAS

Edificio "S-8"

Ciudad Universitaria, Zona 12
GUATEMALA, CENTROAMERICA

**DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS. GUATEMALA,
VEINTICUATRO DE AGOSTO DE DOS MIL DOCE.**

Con base en el Punto QUINTO, inciso 5.1 del Acta 14-2012 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 9 de agosto de 2012, se conoció el Acta ECONOMÍA 143-2012 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 20 de julio de 2012 y el trabajo de Tesis denominado: "EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN INDE, FORTALECIMIENTO Y EFECTOS EN EL DESARROLLO SOCIAL DE GUATEMALA, DURANTE EL PERÍODO 2000 - 2009", que para su graduación profesional presentó la estudiante GLADYS PATRICIA GARCÍA SANTOS, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"D Y ENSEÑAD A TODOS"


LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO




LIC. JOSE ROLANDO SEGAIDA MORALES
DECANO



Smp.


Ingrid
BEVISALZO

DEDICATORIA

- A DIOS
Por haberme permitido vivir todo ese tiempo e iluminar mi mente para alcanzar este anhelado triunfo.
- A MIS PADRES
Gabriel y Maria Isabel, por todo el amor brindado, lo que me ha dado fuerzas para continuar en lucha.
- A MI ESPOSO
Victor Alfredo. Por su apoyo para alcanzar este triunfo.
- A MI HIJA
Ana Gabriela. Este triunfo te lo entrego a ti, tú fuiste mi motor para seguir adelante.
- A MIS HERMANOS
Silvia Judith, Byron Gabriel, René Antonio, Ana Lucrecia y Juanita Isabel, por su apoyo y cariño.
- A MI FAMILIA EN GENERAL
Por su apoyo y cariño en todo momento.
- A MIS AMIGOS
Por brindarme su amistad en todas las circunstancias.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	I
--------------------------	----------

CAPÍTULO I.....	4
------------------------	----------

ASPECTOS GENERALES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	4
--	----------

1.1 Antecedentes Históricos	4
--	----------

1.2 Formación del Subsector Eléctrico en Guatemala	7
---	----------

1.2.1 Crisis del Subsector Eléctrico.....	9
---	---

1.2.2 Surgimiento de la Nueva Ley del INDE.....	12
---	----

1.3 Estructura del Subsector Eléctrico	20
---	-----------

1.3.1 Ministerio de Energía y Minas -MEM-	22
---	----

1.3.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-	22
---	----

1.3.3 Administrador del Mercado Mayorista -AMM-.....	23
--	----

1.3.4 Marco Regulatorio	24
-------------------------------	----

1.4 Participación del INDE en el Subsector Eléctrico.....	25
--	-----------

CAPÍTULO II.....	31
-------------------------	-----------

EFFECTOS EN EL DESARROLLO SOCIAL DE GUATEMALA DE LA

TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	31
--	-----------

2.1. Mercado de Energía Eléctrica en Guatemala	33
--	----

2.2. Relación entre el Producto Interno Bruto y la Demanda de Energía Eléctrica	39
---	----

2.3. Cobertura Servicio Energía Eléctrica	40
---	----

2.4. Aporte Financiero del INDE a través de la Tarifa Social por el Servicio de Energía Eléctrica.....	43
--	----

2.5. Mercado Eléctrico.....	46
-----------------------------	----

2.6. Costos del Servicio de la Energía Eléctrica	47
--	----

2.7.	Estructura Tarifa Servicio de Energía Eléctrica	50
2.8.	Estructura de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica	52
CAPÍTULO III.....		59
EXPANSIÓN Y FORTALECIMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....		59
3.1.1	Sistema de Generación	60
3.1.2.	Sistema de Transmisión	64
3.1.3.	Sistema de Distribución	65
3.1.4.	Capacidad Instalada.....	66
3.1.5.	Volumen de Producción	67
3.1.6.	Matriz Energética.....	68
3.2	Infraestructura de Transmisión Eléctrica Instalada.....	70
3.2.1.	Infraestructura de ETCEE-INDE durante el período 2000-2009.....	74
3.2.2.	Crecimiento de la Red de Transmisión	75
3.2.3.	Vulnerabilidad del Sistema de Transmisión	78
3.2.4.	Fortalecimiento y Expansión del Sistema de Transporte.....	82
CONCLUSIONES.....		91
RECOMENDACIONES.....		95
GLOSARIO DE TÉRMINOS		97
BIBLIOGRAFÍA		100

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA No. 1 ESQUEMA SUBSECTOR ELÉCTRICO	21
GRÁFICA No. 2 ORGANIGRAMA ETCEE-INDE	30
GRÁFICA No. 3 ESTRUCTURA MERCADO ELÉCTRICO	33
GRÁFICA No. 4 ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE	38
GRÁFICA No. 5 COMPARACIÓN DE CRECIMIENTO	39
GRÁFICA No. 6 ACTIVIDAD ECONÓMICA POR SECTOR.....	40
GRÁFICA No. 7 ÍNDICE DE COBERTURA NACIONAL	42
GRÁFICA No. 8 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DEPARTAMENTAL	42
GRÁFICA No. 9 TARIFA ANUAL	46
GRÁFICA No. 10 ESTRUCTURA TARIFA AUTORIZADA	52
GRÁFICA No. 11 DEMANDA HISTÓRICA DE POTENCIA Y ENERGÍA	66
GRÁFICA No. 12 ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA	69
GRÁFICA No. 13 ANILLO METROPACÍFICO	85
GRÁFICA No. 14 ANILLO HIDRÁULICO	86
GRÁFICA No. 15 ANILLO ATLÁNTICO.....	87
GRÁFICA No. 16 ANILLO ORIENTAL	88
GRÁFICA No. 17 ANILLO OCCIDENTAL	89

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No. 1 USUARIOS POR TARIFA	44
TABLA No. 2 TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	45
TABLA No. 3 TARIFA EXTRAORDINARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	45
TABLA No. 4 SISTEMA DE GENERACIÓN ELECTRICO NACIONAL.....	63
TABLA No. 5 KILÓMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	65
TABLA No. 6 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	67
TABLA No. 7 PARTICIPACIÓN SECTOR PRIVADO Y PÚBLICO	68
TABLA No. 8 INGRESOS AUTORIZADOS CNEE.....	72
TABLA No. 9 INGRESOS POR PEAJE PRINCIPAL Y SECUNDARIO	73
TABLA No. 10 INFRAESTRUCTURA ETCEE.....	75
TABLA No. 11 INGRESOS Y EGRESOS EJECUTADOS DE ETCEE.....	76
TABLA No. 12 PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS.....	81

INTRODUCCIÓN

Se puede establecer que la energía eléctrica sigue siendo un elemento clave para el desarrollo económico y una variable decisiva para el impulso a su crecimiento, de esa cuenta las decisiones derivadas de la política energética tienen influencia significativa para el logro de un proceso de desarrollo sustentable, que conlleva aspectos de calidad, abastecimiento continuo, eficiencia en la producción y utilización de la energía; sobre la base de explotación racional de recursos naturales, cobertura de requerimientos de cantidad y calidad, y una apertura regional.

El subsector eléctrico ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo económico del país, los saltos tecnológicos y avances en las capacidades productivas se han dado gracias a la evolución de la producción energética, por lo que energía eléctrica y desarrollo económico mantienen una estrecha relación.

El presente trabajo titulado “EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE-, FORTALECIMIENTO Y EFECTOS EN EL DESARROLLO SOCIAL DE GUATEMALA, DURANTE EL PERÍODO 2000-2009”, muestra la situación de la actividad de transmisión y transformación de la energía eléctrica por parte de ETCEE-INDE, lo cual constituye el sistema básico de la estructura energética.

La hipótesis que se planteó en el trabajo de tesis indicaba que “La inversión realizada por el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- para la Expansión de la Red de Transmisión, no ha sido suficiente en la exigencia del cambio de una situación de servicio estatal a una situación de mercado, para el fortalecimiento del sistema, por tanto los efectos en el Desarrollo Social de Guatemala se manifiestan en la debilidad y vulnerabilidad demostrada durante el período de estudio”.

El objetivo que se persigue con el desarrollo del tema, es el de conocer cómo el transporte de energía eléctrica ha influido en el desarrollo de Guatemala, la inversión que el INDE ha realizado durante el período de estudio y los efectos suscitados.

El desarrollo del trabajo se divide en tres capítulos cuyo contenido abarca los aspectos fundamentales siguientes:

El primer capítulo se refiere a la caracterización del subsector eléctrico en Guatemala, partiendo de una descripción de cómo se inició el servicio de energía eléctrica; la crisis provocada y el punto de partida por el cual el gobierno decidió desmonopolizar el sistema, la reforma constituida en la Ley General de Electricidad; estructura, formación y participación del INDE en el subsector eléctrico.

El segundo capítulo se orienta a los efectos provocados en el Desarrollo Social de Guatemala, derivados del servicio de energía eléctrica; el comportamiento del Producto Interno Bruto, el aporte financiero del INDE a la Tarifa Social, que se traduce en materia financiera, la estructura de costos en la factura eléctrica; así como la cobertura a nivel nacional y la estructura del mercado de energía eléctrica y la relación de la actividad de transmisión.

El tercer capítulo se refiere a la situación del subsector eléctrico, en cuanto a la Expansión y Fortalecimiento de la Red de Transmisión de energía eléctrica, oferta y demanda de energía, capacidad instalada, el volumen de producción, la estructura de la matriz energética; así como un análisis de la infraestructura de transmisión eléctrica instalada, el crecimiento, la vulnerabilidad y expansión del sistema de transporte de energía eléctrica.

La metodología para el análisis e interpretación de los datos utilizada para el desarrollo de la investigación se basó en el método científico a través de las siguientes fases: a) Indagadora: utilizada a través de los procesos de recolección de información de las fuentes primarias, entrevistas a profesionales y técnicos del INDE y fuentes secundarias a través de informes estadísticos, memorias de labores y revistas relacionada con el tema y de las instituciones afines como lo son el Instituto Nacional de Electrificación, Ministerio de Energía y Minas, Comisión Nacional de Energía Eléctrica y Administrador del Mercado Mayorista; b) Demostrativa: se utilizó para demostrar la validez de la hipótesis planteada; y c) Expositiva: se aplicó utilizando los procesos de conceptualización que se expresan en el presente Informe de Tesis. .

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

1.1 Antecedentes Históricos¹

La historia de la energía eléctrica en Guatemala, inicia en 1884, al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital; al año siguiente se formó la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín con capacidad de 732 kW, con el objetivo de brindar servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla. En 1927 se construye la hidroeléctrica de Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades de gobierno encabezadas por el Presidente de la República, General Lázaro Chacón González decide que dicha planta se convierta en Hidroeléctrica del Estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país; este hecho dio origen para que en 1940 se creara el Departamento de Electrificación Nacional dependencia del Ministerio de Comunicaciones, Transportes y Obras Públicas, lo cual representó el inicio del Plan de Electrificación Nacional, cuyo punto de partida fue Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

Debido a la necesidad de satisfacer la demanda creciente, la escasa inversión que había por parte del sector privado en la explotación del recurso hidráulico para generar energía, el gobierno presidido por el General e Ingeniero Miguel Ydigoras Fuentes, decide crear una institución específica con el fin de impulsar y explorar el interés nacional de la producción de energía eléctrica e impulsar el desarrollo socioeconómico dándole al nuevo ente el papel de protagonista en materia de

¹Historia de la electricidad en Guatemala. INDE

electrificación, promoviendo para ello el desarrollo técnico y racional de toda clase de fuente de energía.

Con ese objetivo fue creado el 27 de mayo de 1959 el Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, mediante el Decreto Ley 1287, (entidad que comenzó a funcionar en el año de 1961), en consecuencia a la necesidad estratégica estatal de rescatar la falta inversión privada que no pudo desarrollarse por no existir las condiciones. El INDE fue creado con las características de ser una entidad estatal descentralizada, con autonomía funcional, personalidad jurídica, fondos privativos y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia; asimismo se constituyó como la entidad encargada de planificar, proyectar, construir y aportar financiamiento para proyectos de inversión requeridos y atender las necesidades de energía eléctrica del país.

El patrimonio inicial que dio vida a la institución fue constituido por una emisión de bonos por la cantidad de Q.15 millones, los bienes de las hidroeléctricas Santa María y Río Hondo y los bienes del Departamento de Electrificación Nacional.

El INDE inició operaciones con una generación de 8.3 MW y ya en ese entonces existían en el país 54 MW instalados. Durante esa fase inicial el INDE instaló en forma emergente varias centrales con plantas diesel, en San Felipe-Retalhuleu con 2.4 MW (1964); térmicas en Escuintla con capacidad total de 25 MW y la turbina de gas General Electric con capacidad de 12.5 MW. Estas instalaciones ayudaron a mitigar la demanda de energía eléctrica, en tanto se elaboraban y desarrollaban los planes de electrificación para atender requerimientos de largo plazo.

Durante el período comprendido de 1961 a 1966 el INDE y la Empresa Eléctrica de Guatemala -EEGSA- operaron conjuntamente el Sistema Central Interconectado. La demanda de energía eléctrica era producto del impulso que tenía el proceso de industrialización derivado del desarrollo económico que se venía gestando; así como el crecimiento del urbanismo de la ciudad de Guatemala al fortalecerse una parte de la población que conformaban la expansión de las

capas medias; lo que obligó a la ampliación del sistema eléctrico, y es así como entró a operar la hidroeléctrica los Esclavos con una capacidad de 13 MW lo que representó el punto de partida que constituyó el sistema eléctrico, que de un Sistema Central Interconectado pasó a constituir un Sistema Nacional Interconectado -SNI- con una cobertura más amplia.

A partir de este proyecto el INDE desarrolló un programa de expansión con la instalación de nuevas plantas de generación hidráulica (Jurún Marinala, Aguacapa y Chixoy) y térmicas de vapor y turbinas de gas.

El proceso energético de electricidad en sus fases de generación, transmisión, transporte, distribución y comercialización había estado regulado desde el inicio hasta la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad en 1996 por la Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación –INDE- Decreto Legislativo No.1287 del 27 de mayo de 1959, lo cual establecía los mecanismos a seguir para poder entrar a la actividad de la electricidad; el Consejo Directivo conformaba el órgano encargado de proponer al ejecutivo los niveles tarifarios.

Aun cuando la actividad del campo eléctrico se había manejado por la vía estatal (INDE, EEGSA y empresas eléctricas municipales -EEM-), la Constitución de la República de Guatemala contempla en el artículo 129², que en la producción de energía eléctrica podía participar el sector privado; pero por lo cuantioso de las inversiones hubo resistencia a que ello se produjera.

Partiendo de lo establecido en el artículo citado y como consecuencia de la crisis de desabastecimiento energético en el país y ello se conjuga con las políticas de reestructuración de parte del gobierno fue preciso revisar y modificar las leyes vigentes para adaptarlas a los nuevos criterios que permitieran la participación del capital privado para coadyuvar con la electrificación en el país y con ello lograr el desarrollo económico, como consecuencia se modifica la ley orgánica del INDE emitiéndose el Decreto Ley 64-94, en el que quedó establecido que el INDE es una entidad estatal autónoma, sobre todo autofinanciable, que goza de autonomía

²Artículo 129.- Electrificación. Se declara de urgencia nacional, la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada.

funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia, asimismo el órgano superior para desarrollar la administración es el Consejo Directivo, integrado por varios sectores y conformado por miembros del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, Asociaciones Empresariales y Entidades Sindicales.

La Gerencia General es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del Consejo Directivo, la que a su vez descentraliza funciones en las gerencias que considere, para llevar a cabo la administración y el gobierno de la Institución.

1.2 Formación del Subsector Eléctrico en Guatemala

La caída del Muro de Berlín en el año de 1989 es un hecho que representó el colapso del comunismo real en Europa central y la desintegración de la Unión Soviética, se produce el triunfalismo del sistema capitalista; derivado de este hecho surge el encuentro de los países hegemónicos conocido como “Consenso de Washington”. En dicha cumbre fue establecido un amplio consenso sobre la excelencia de las reformas iniciadas o realizadas en la región latinoamericana, la excepción hasta ese momento eran Brasil y Perú. En esta reunión se ratifica la propuesta neoliberal que el gobierno norteamericano venía insistentemente recomendando a través de los organismos internacionales como son el Fondo Monetario Internacional -FMI- y el Banco Mundial -BM- sobre las condiciones a ser cumplidas para tener derecho a la cooperación financiera externa, bilateral o multilateral, que no es más que una nueva forma de dominación hacia los países dependientes.

Dentro de los postulados de la ideología neoliberal, resumida a través del “Consenso de Washington”, se reafirma la “Tesis del Estado Mínimo” como parte

de lo que resultaba ser una de sus fortalezas más importantes. Básicamente esta posición sostiene que la economía debe regirse por medio de las fuerzas del mercado sin interrupciones, en donde cabe la iniciativa privada para hacerse cargo de su funcionamiento; por tanto el papel del Estado debía ser modificado radicalmente y, congruente con esas ideas, las empresas estatales deberían ser privatizadas por constituir una carga para el estado; dentro de ese contexto cada economía estaba siendo transformada en un componente de la fábrica mundial, lo cual implicaba una reorganización de las fuerzas productivas y la profundización de la división internacional del trabajo. El proceso de internacionalización se manifiesta en tres niveles: el primero es la producción industrial, que implica la reconversión industrial; el segundo, el de las finanzas mundiales, que ha dado pauta a la globalización financiera; y el tercero el de la política económica, caracterizado por la desregulación de los mercados y la reducción del aparato estatal; para lo cual era necesario establecer una serie de metas macroeconómicas dentro del contexto de los programas de estabilización y ajuste estructural.

Para el caso de Guatemala la economía nacional experimentó una serie de cambios enmarcados dentro del proceso de globalización y ajuste estructural, impulsado por los organismos financieros internacionales, que ha implicado promover la modernización de la economía, entendiéndose esto, como la adaptación a la internacionalización del capital y al nuevo orden geopolítico en un nuevo esquema de la división internacional de trabajo y se manifiesta, con la reducción del déficit fiscal, el aumento de la carga tributaria, la eliminación de los subsidios, la apertura del mercado que se materializa con los tratados de libre comercio y la liberación de los precios entre otros aspectos, que se han concretizado en una mayor apertura hacia el exterior y la reestructuración del aparato estatal.

En cuanto a la reforma del Estado, ésta no se limitaba sólo a la eliminación de instituciones estatales (como el caso de DIGESA, DIGEBOS, INDECA), ni a la reestructuración de otras, como BANDESA, que de empresa estatal se convierte

en sociedad anónima con capital mixto (capital privado y estatal); sino por sobre todo, la desmonopolización y privatización de otras como la venta de GUATEL, la concesión por 50 años de FEGUA, la concesión de las carreteras y la privatización de algunos servicios básicos como la educación, salud, telefonía y entre ellos el servicio de energía eléctrica, por lo cual se vendieron las acciones de EEGSA pertenecientes al INDE y se vendió la distribución de energía del INDE a Unión Fenosa, se formaron patronatos en los hospitales públicos. La desmonopolización y privatización del sector energía forma parte no sólo de la Globalización, sino del Programa de Ajuste Estructural, que ha buscado expresión propia en el Programa de Modernización Económica, que como se indicó antes, el objetivo primordial es el de disminuir el tamaño del Estado y abrir las puertas de la economía nacional al capital privado nacional y al extranjero.

Cabe hacer notar que es fundamental lo que se entiende por desmonopolización, como la permeabilidad de la apertura para que nuevas empresas privadas realicen actividades que han sido por lo general desarrolladas por empresas del Estado, sin que ello implique que éstas dejen de operar o sean eliminadas. Esto fue llevado en respuesta a esas acciones la desmonopolización y privatización del proceso de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La idea de que el Estado debe relegar al sector privado las actividades productivas “que no debe atender” (papel subsidiario), ha pasado a ser fundamental, lo que motiva a la necesidad de un nuevo ordenamiento, que para el caso del sector eléctrico se ha materializado en propuestas concretas de tipo legal, que en primera instancia determinaron que se diera el proceso de desmonopolización en este subsector.

1.2.1 Crisis del Subsector Eléctrico

La crisis del subsector eléctrico inicia en los años 70's con la crisis petrolera mundial lo que deteriora las finanzas de EEGSA e INDE, para el período de 1980 a 1990, se estanca la situación de EEGSA, las tarifas son subsidiadas por el

gobierno, el sistema se modifica hacia la estructura hidroeléctrica con las Plantas de Chixoy y Aguacapa y la preparación de los proyectos de Chulac y Xalalá, en el año de 1983 se terminan las inversiones por tanto se rezaga la inversión, la mayoría de la deuda la paga el gobierno, también hay crisis de credibilidad técnica por las fallas iniciales de las plantas de Chixoy y Aguacapa que retrasaron la entrada en operación, al final de este período hay apagones, el sistema sigue basado en energía hidráulico-térmico y no hay capacidad de inversión. Las condiciones macroeconómicas adversas al sector como la devaluación del quetzal y la crisis fiscal recurrente hace insostenible el déficit de las empresas públicas

Durante el período de 1991-1993 se produce un crecimiento de la demanda, pero el estancamiento de la oferta, lo que hace que no se responda adecuadamente. Ello significa que el modelo estatal ya no es funcional, se eliminan los subsidios, se distorsionan las tarifas, se limitan las inversiones y la política energética implícita de gobierno se orienta a un sistema mixto, con la posibilidad de diversidad de fuentes. Se da la clara decisión del INDE como expresión del gobierno de modificar la situación, permitiendo que el crecimiento de la oferta se haga mediante la generación privada es decir "se privatiza el crecimiento", se cancelan proyectos de Chulac y Xalala, el INDE no obtiene más préstamos, el INDE toma acciones de reducir los costos de suministro especialmente combustible, reducción de personal, renegociación de la deuda, para el período de 1993-1997 se propone la modificación de la ley orgánica que induce a la desmonopolización del INDE y EEGSA, esta última reclama que necesita subsidio debido a que los costos de producción son más altos que la tarifa.

El proceso de la desmonopolización que se da no sólo respondió a los nuevos lineamientos internacionales de la globalización, sino se sustentó en la propia problemática del subsector eléctrico, generada internamente en que prevalecieron los siguientes aspectos:³

- a. **Baja capacidad real de generación.** La capacidad real disponible de generación era menor que la capacidad nominal, derivado de la falta de

³ Documento: Políticas de Privatización en el Sector Energía; www.fao.org.

mantenimiento adecuado y obsolescencia del parque hidro y térmico en funcionamiento, por efecto de una política que contemplara la inversión en nuevos proyectos.

- b. **Bajo aprovechamiento hidroeléctrico.** Del potencial energético estimado del país, la hidroelectricidad tiene un peso total del 49%, y únicamente su participación a nivel nacional es de apenas un 3.7%. Ello denota un desaprovechamiento de los recursos hídricos para producir electricidad a bajo costo.
- c. **Notable incremento de la Generación Térmica.** Desde 1983, el INDE dejó de impulsar nuevas plantas hidroeléctricas, manifestándose por consiguiente cada vez, mayor generación térmica, lo cual indujo a depender al sistema generador del uso de hidrocarburos importados, lo que representa no sólo una factura energética mayor a nivel de la Balanza de Pagos, sino que representa una generación más cara, que no contribuye con los objetivos de preservación del medio ambiente.
- d. **Alta centralización del servicio de electricidad.** Del número total de usuarios, el 70% se ubica en la zona central del país (Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez), donde EEGSA atiende el 85% del consumo nacional. El INDE atendía apenas el 15% del consumo nacional en el interior del país, y la cobertura del servicio de electricidad sólo abarcaba al 40% de la población servida, de allí surge la necesidad de incrementar el índice de electrificación.
- e. **Crisis financiera del INDE.** Desde mediados de la década de los ochenta, la situación financiera del INDE se tornó difícil porque sus ingresos no alcanzaban a financiar los proyectos de inversión, por ello experimentó un continuo deterioro en consecuencia a que los costos de los grandes proyectos hidroeléctricos, se elevaron, por efecto en la

variación de los precios de los materiales y servicios técnicos a nivel mundial, la reducción de las tarifas reales derivado del cambio de la política monetaria que conllevó a la unificación del tipo de cambio, que eliminó el cambio preferencial para el pago de la deuda externa del INDE y los altos requerimientos para el pago del servicio de la deuda al dolarizarse la misma; así como por la política de subsidio al precio de venta de la electricidad en bloque a la EEGSA, que había mantenido saldos cuantiosos de deuda hacia el INDE.

Es de hacer notar que el saneamiento de las finanzas del INDE era factible, con el manejo de una política de control interno, la realización de una reingeniería de procesos, inversión en proyectos hidroeléctricos, mejoramiento de la calificación del recurso humano, la búsqueda de nuevas fuentes de energía como la geotérmica. Sin embargo la institución al entrar en crisis, la salida fue la creación del marco hacia la formulación de la Ley General de Electricidad y con ello se impulsó la privatización del subsector eléctrico.

- f. **Alto costo del subsidio estatal.** El mantenimiento de las tarifas a niveles que fueran adecuados a la capacidad adquisitiva de la población, no permitía recaudar lo suficiente para el financiamiento del presupuesto requerido. El pago del servicio de la deuda fue financiado por millonarios subsidios que aportó el Gobierno central mediante transferencias; de este modo, reducía parte importante del gasto social, para el apoyo a la electricidad.

1.2.2 Surgimiento de la Nueva Ley del INDE

Dentro del marco de la problemática relativa del subsector eléctrico, se inicia el proceso de la desmonopolización, para lo cual el primer paso consistió en que el Gobierno nombrara a una Comisión Multisectorial, que se ocuparía de proponer

soluciones integrales a la problemática del subsector eléctrico supuesta a la óptica del capital. Esta Comisión queda conformada oficialmente el 24 de junio de 1993 y estuvo integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Finanzas Públicas, la Cámara de Asociaciones Agrícolas, Comerciales, Industriales y Financieras (CACIF, que constituye al sector privado organizado), del Sindicato de Trabajadores del Instituto Nacional de Electrificación (STINDE), del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A (EEGSA) y de la Comisión de Energía y Recursos Naturales del Congreso de la República y dentro de las conclusiones y recomendaciones de la mencionada Comisión se destacan⁴:

- a. **La necesidad de desmonopolizar el subsector eléctrico.** Hasta ese entonces estaba a controlado por el estado.
- b. **Establecer los mecanismos para fomentar las relaciones entre los posibles agentes que participarán en el subsector, y operaran en un marco de transparencia, competencia y eficiencia, eliminando la injerencia política.** Es decir desregulando el servicio.
- c. **Garantizar que los agentes que participen en cualquiera de las funciones del servicio (generación, transmisión, distribución y comercialización), operen en igualdad de condiciones en cada una de ellas.** Situación que terminó en desventaja para el INDE que se rige por normas diferentes al sector privado.
- d. **Revisar la legislación y estructuración de las empresas públicas del subsector para situarlas en condiciones que les permita competir en el mercado.** Es decir buscar la creación del mercado de la electricidad.
- e. **Garantizar que los recursos naturales renovables y no renovables aplicados al subsector sean utilizados racionalmente.**

⁴ COMISION MULTISECTORIAL. "Informe sobre el Subsector Eléctrico. Año 1994

- f. **Promover el uso de fuentes alternas de energía para la generación eléctrica.** Haciendo efectiva la aplicación de las leyes específicas (Decreto Ley 20–86 Ley de Fomento al Desarrollo de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía).
- g. **Revisar la estructura de distribución de energía y promover la competencia y reconversión de las empresas distribuidoras, así como facilitar la participación de nuevas empresas.** Sin embargo, esa situación no se produjo, simplemente se vendió la EEGSA que paso a ser empresa totalmente privada atendiendo la cobertura del mismo espacio geográfico que tenía anteriormente, lo que podría decirse que ahora son monopolios privados de capital extranjero.
- h. **Establecer mecanismos adecuados para la venta de acciones y cualquier otro proceso que permita optimizar los recursos de la EEGSA en el menor plazo posible y previa revaluación de activos.**
- i. **Todas las empresas eléctricas tendrán la autonomía para administrar su producción, compras y distribución de energía; para satisfacer la demanda de potencia y energía de su área de servicio.**
- j. **Se deberán efectuar los cambios necesarios a la legislación vigente, para que cualquier empresa que participe en las actividades del subsector eléctrico, puedan fijar sus propios precios, conforme lo determinen sus respectivos órganos directivos.** Sin embargo la fijación de los precios es determinada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La Comisión Multisectorial propuso además el nuevo proyecto de ley, que buscaba sustituir a la inicial Ley de Creación del INDE (Decreto 1287), que se promulgó a través del Decreto del Congreso de la República No. 64–94, que sería una Ley

orgánica con un nuevo enfoque. Con el cual se derogaba el decreto 1287 y todas las disposiciones regulatorias que sobre el subsector eléctrico tenía hasta esa fecha el INDE, con el fin de sentar las bases del acondicionamiento para el mercado de los negocios de la electricidad y que estimularan la inversión privada y la electrificación del país.

Dentro de los considerandos de la nueva Ley del INDE se indicó, que la legislación vigente en ese entonces ya no satisfacía las necesidades del país, y que por tanto era necesario emitir una ley sin monopolio o privilegios por parte del INDE y que permitiera que particulares invirtieran libremente en igualdad de condiciones para todos, lo que representó que se produjera el ingreso del capital privado y el desplazamiento del estado en la dirección del subsector eléctrico; e iniciar una nueva era en el mercado de la electricidad.

En virtud del nuevo enfoque legal y según lo establecido en la Ley Orgánica del INDE, artículo 1 en el cual establece: “EL Instituto Nacional de Electrificación, es una entidad autónoma y autofinanciable, la cual gozará de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia”. Lo que implica que el INDE tendría su propio presupuesto y fondos privativos, siendo su política financiera la de capitalizar sus utilidades netas que obtenga y destinarlas al financiamiento y ejecución de sus planes de electrificación, que se estancaron; en consecuencia el INDE ya no dependería financieramente del Gobierno y administraría su patrimonio en forma independiente del Gobierno Central, para evitar que se subsidiara el servicio de la energía eléctrica. Sin embargo la situación cambió de forma con el establecimiento de la tarifa social, el cual se desarrolla en el capítulo II.

1.2.3 Ley General de Electricidad

El artículo 50 del Decreto 64-94 de la Ley Orgánica del INDE publicado el 20 de febrero de 1995, dejó establecido que en un plazo no mayor de seis meses

contados a partir de la vigencia de esa presente Ley, el Organismo Ejecutivo deberá presentar al Congreso de la República una iniciativa de ley, que regule la electrificación nacional en lo relativo a generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país; proceso que permitió la desmonopolización del control estatal de la electricidad, para lograr la privatización de la misma.

Con base en el contenido del artículo anterior, el 15 de Noviembre de 1996, el Congreso de la República promulga el Decreto 93-96 Ley General de Electricidad, el cual plantea dentro de su exposición de motivos, que Guatemala presenta uno de los más bajos índices de electrificación en Latinoamérica, así como debilidades en la calidad del servicio proporcionado. Esta situación ha sido causada entre otros factores, por la ausencia de competencia empresarial para la prestación del servicio, la dificultad para obtener nuevos capitales y las debilidades en el orden administrativo que presentan las empresas que prestan el servicio; asimismo establece, dentro del objetivo de la Transformación Productiva del Plan de Gobierno debe darse la eliminación de controles y obstáculos a la actividad productiva y al establecimiento de marcos regulatorios modernos para evitar la formación de monopolios y garantizar la protección del consumidor.

Entre los mecanismos para lograr la reestructuración del subsector eléctrico, vía la Ley General de Electricidad, se destacan los siguientes:

- La creación de un mercado competitivo entre empresas, para fomentar la eficiencia del subsector, que se transformaría en un mercado de oligopolio, que debe ser regulado eficientemente por el estado.
- La regulación de aquellos mercados que, por su naturaleza constituyen monopolios naturales por ejemplo, la transmisión; con el objeto de evitar abusos y proteger al usuario; lo cual significó la posibilidad de participación de otros transportistas.

- La creación de un ente autónomo e independiente que garantice plena transparencia en la operación del Sistema Nacional Interconectado; para el efecto se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-, cuya actuación es más de orden técnico, que de inversión social.
- La apertura al sector privado para fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital.
- Conceder autonomía presupuestaria, administrativa y financiera a las empresas estatales, para que puedan operar en un ambiente competitivo y se promueva su transformación en sociedades por acciones; situación relativa, porque la regulación estatal comprime el actuar respecto del funcionamiento del estado.

Dentro de los aspectos más importantes de la Ley General de Electricidad que tienden a darle participación al capital privado, en las diferentes fases del proceso dadas por la generación, transmisión, distribución y comercialización; se tienen los siguientes:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere autorización o condición previa por el Estado, más que las reconocidas en la Constitución Política de la República y las leyes del país; sin embargo, debe tener concordancia con el desarrollo sustentable y el equilibrio con la naturaleza.
- Es libre el servicio de transporte y distribución de energía eléctrica cuando no sea necesario utilizar bienes de dominio público. El transporte de electricidad y el servicio de distribución final de electricidad, que implique utilización de bienes de servicio público, estarán sujetos a autorización previa; sin embargo ello atenta contra el costo del servicio de transporte.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con excepción de los servicios de transporte y de distribución que están sujetos

a autorización. En tanto las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a la regulación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y al Administrador del Mercado Mayorista.

- La creación de una Comisión Nacional de Electricidad -CNEE-, que es el órgano técnico con independencia funcional, para el ejercicio de sus atribuciones y funciones.
- Una misma persona, ya sea individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes. El INDE y cualquier otra empresa que actualmente se dedique a las actividades de generación, transmisión o distribución, sea esta de capital privado o mixto, separarán sus funciones y su administración.
- Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de la autorización de un ente gubernamental alguno, sin más limitaciones que las que se den en relación a la conservación del medio ambiente y la protección de las personas, sus derechos y sus bienes. En caso de que se utilicen bienes del Estado se deberá tener autorización del Ministerio de Energía y Minas y un dictamen de evaluación de impacto ambiental evaluado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente -CONAMA-.
- Se entiende por autorización para la instalación de centrales generadoras, y de prestación de servicios de transporte y de distribución, a los permisos mediante los cuales se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de servicio público, de conformidad con la ley.

- La administración del Mercado Mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro.

- Regulación de precios de los suministros:
 - Cuando se trata de 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 libremente pactados entre las partes.

 - Los peajes⁵ a que están sometidos las líneas de transporte e instalaciones de distribución que no hayan sido establecidos por libre acuerdo entre las partes.

 - Los suministros a usuarios del servicio de distribución final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado por el reglamento.

Son libres los precios no señalados explícitamente en los incisos anteriores, se regula lo siguiente:

- Los peajes que determine la Comisión reflejarán en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte económicamente adaptados y los costos de distribución deberán corresponder a costos estándares de distribuciones de empresas eficientes.

⁵ Peaje: Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros, según lo indica la Ley General de Electricidad.

- Las tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinados por la Comisión, a través de adicionar los costos de adquisición de potencia y energía referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el párrafo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector.
- Las compras de electricidad, por parte de los Distribuidores, se efectuarán mediante licitación abierta. 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 a precio libre.

1.3 Estructura del Subsector Eléctrico

El sector energía en Guatemala y que integra a las cuentas nacionales en una posición macroeconómica está constituido por tres subsectores que incluyen las diversas entidades e instituciones que realizan actividades en esa materia, los cuales son:

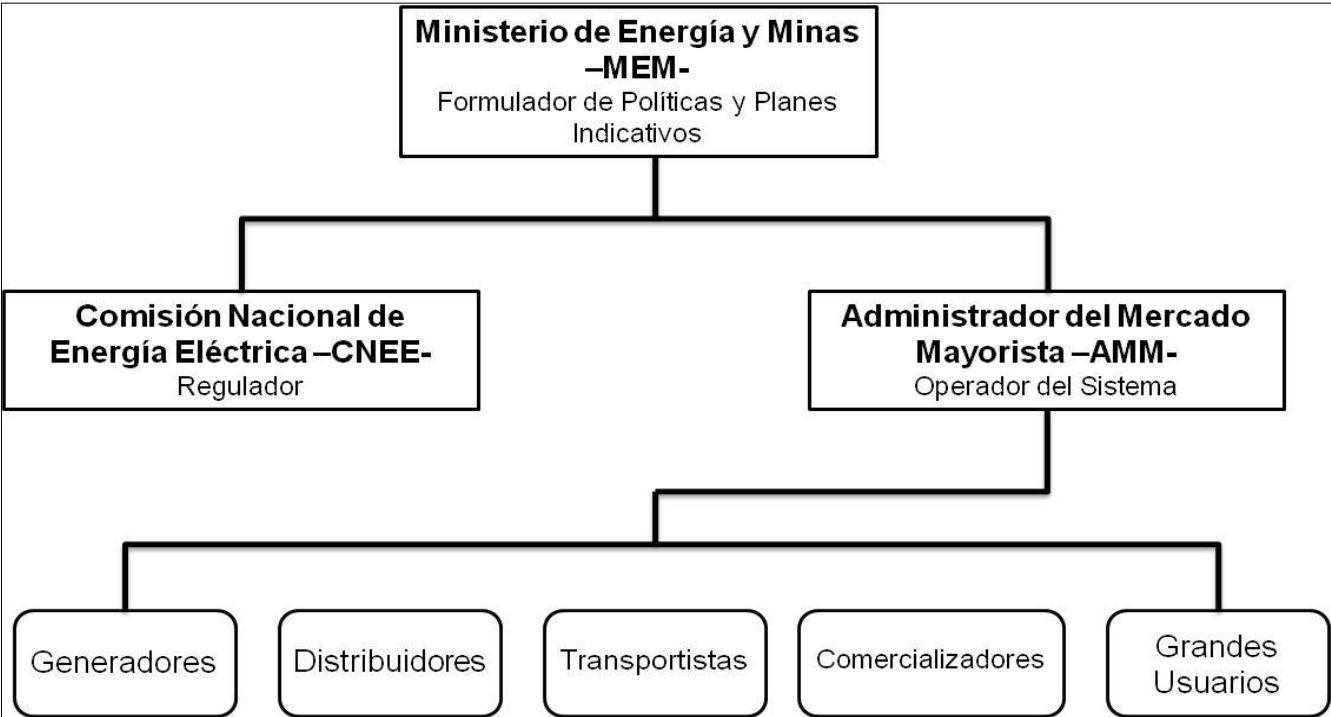
- Subsector Hidrocarburos, también denominado Petróleo y sus derivados,
- Subsector eléctrico,
- Subsector biomasa y Fuentes No Convencionales, también conocido como Fuentes Alternas de Energía o Fuentes Nuevas y Renovables de Energía.

El subsector eléctrico lo integran todas las entidades públicas y privadas que generan, transmiten, distribuyen y comercializan la electricidad en el país.

El subsector eléctrico en Guatemala se rige por la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos, los que norman la industria y los servicios del conjunto de actividades derivadas de la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Los entes que lo conforman son:

**GRÁFICA No. 1
ESQUEMA SUBSECTOR ELÉCTRICO**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas: Política Energética y Minera 2008

A continuación se describen las principales actividades de cada uno de los agentes participantes del subsector eléctrico.

1.3.1 Ministerio de Energía y Minas -MEM-

Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas y planes del Estado, programas indicativos; relativos al Subsector Eléctrico. Sus principales actividades son las siguientes:

- Aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a las obligaciones que se deriven de ello.
- Otorgar autorizaciones: para el uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras, para la prestación de servicios de transporte de distribución final de electricidad y la constitución de servidumbres.
- Elaborar informes de evaluación socioeconómica para determinar el costo de los proyectos de electrificación rural y establecer el apoyo total o parcial de los mismos.
- Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista.
- Promover el desarrollo de proyectos de energía renovable.
- Calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la Ley de Incentivos para el desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.

1.3.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-

La Comisión es un organismo técnico que guarda relación con el Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional, encargado de formular, implantar y fiscalizar el marco regulatorio y normativo, que define las reglas para el desarrollo

de las actividades del subsector eléctrico y la actuación de los agentes económicos que intervienen en el mismo; para ello, la Ley le asigna las siguientes atribuciones y funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la 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 proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Solventar las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con las 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 la Ley y su reglamento.

1.3.3 Administrador del Mercado Mayorista -AMM-

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, y es financiado por aportes que provienen de una cuota de operación de parte de los agentes; asimismo coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, y las funciones principales son:

- Coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación 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 sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica, sobre la base de las Normas de Operación y Coordinación Comercial.
- Los agentes del mercado mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.
- El funcionamiento del Mercado Mayorista se norma de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

1.3.4 Marco Regulatorio

Las actividades del subsector eléctrico están reguladas por un marco de legislación consistente en leyes normas y reglamentos, siguientes.

Constitución Política de la República.

Ley General de Electricidad y sus Reglamentos.

Normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

- Normas Técnicas del Servicio de Distribución
- Normas de Estudio de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte

- Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte
- Normas de Seguridad de Presas
- Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
- Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transporte
- Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones

Normativa emitida por el Administrador del Mercado Mayorista

- De Coordinación Operativa.
- De Coordinación Comercial.

Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su reglamento.

1.4 Participación del INDE en el Subsector Eléctrico

Resultado de la promulgación y vigencia de la Ley General de Electricidad y considerado el artículo 7 en el cual se establece que: “Una misma persona individual o jurídica, al realizar simultáneamente las actividades de generar, transportar o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico, deberá realizarlo a través de personas jurídicas diferentes”; asimismo el artículo 3 Transitorio establece: “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 esta de capital privado o mixto, separaran 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 promulgación”; es por ello que el Consejo Directivo a través del Punto Resolutivo Sexto del acta A-40-97-6, de fecha 17 de octubre de 1997 y considerando que dentro de sus

atribuciones está la de dictar todas las disposiciones atinentes para la eficaz realización de los fines del instituto; por lo que para dar cumplimiento a la Ley General de Electricidad, en lo que se refiere a la separación de funciones y administración de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización procede a organizar las siguientes empresas:

- Empresa de Generación de Energía Eléctrica -EGEE-
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE-
- Empresa de Distribución de Energía Eléctrica -EDEE-. La cual es privatizada en el año de 1998, bajo la fórmula de desincorporación.
- Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica -ECOE-

El INDE transformo su funcionamiento, pasando de ser una empresa estatal centralizada para atender la electrificación, a una especie de corporación de empresas que participan en el mercado por cada actividad, sin embargo a las empresas organizadas no les da autonomía ni personalidad jurídica, por lo que ellas dependen directamente de las instrucciones emanadas por el Consejo Directivo del INDE.

Derivado de la separación de funciones, el INDE participa en el subsector eléctrico a través de las actividades de Generación, Transporte y Comercialización de la energía eléctrica, por medio de las empresas EGEE, ETCEE y ECOE, pero de manera desventajosa respecto al sector privado, debido a que sigue siendo fiscalizado bajo los preceptos del sector público con leyes rígidas como la Constitución Política de la República; Ley Contrataciones del Estado, Ley de Presupuesto y fiscalizado por la Contraloría General de Cuentas, y por otro lado debe de cumplir con una ley ágil de mercado como lo es la Ley General de Electricidad por consiguiente, ello no hace que su administración sea eficiente y dinámica en el campo de la electricidad, donde para competir es indispensable ser competitivamente eficiente.

Para efectos del presente estudio se enfocará solamente la actividad de transporte que conlleva la transmisión y transformación de energía eléctrica, que realiza la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-; que tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua, confiable y de calidad a los usuarios del Sistema Nacional Interconectado -SNI- como también las interconexiones regionales, la operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Todo ello implica participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y en el mercado eléctrico regional.

En cumplimiento a su finalidad, entre las principales atribuciones de la ETCEE se encuentran las siguientes:

- Administrar, operar y mantener el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad, como lo estipula la Ley General de Electricidad.
- Prestar el servicio de transporte de electricidad a los agentes del mercado eléctrico, cobrando peaje por dicho servicio.

En la Ley Organiza del INDE, artículo 4 numeral i) establece que el INDE debe poner al servicio de empresas e instituciones generadoras y consumidoras de energía eléctrica, sus instalaciones de transmisión para prestar el servicio de transporte de energía eléctrica: El INDE cobrará por la prestación del servicio, para lo cual pondrá inmediatamente a disposición del público la tarifa correspondiente, que estará basada en la proporción de sus costos que se relaciona con su red de transmisión bajo los criterios de rentabilidad, sin embargo es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quién fija el peaje anual.

- Velar por la conservación de la infraestructura de transmisión, transformación, equipo de control y comunicaciones y de todos los activos físicos y de los recursos con que cuenta para tal fin.

- Coordinar sus programas y actividades específicas con los programas y planes de los otros agentes del mercado eléctrico, relacionados con las dependencias estatales y con el INDE.
- Planificar, diseñar, financiar contribuir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- Conocer todo estudio relacionado con el servicio de transporte y control de energía eléctrica y resolver acerca de las obras atinentes al mismo.
- Asesorar a las otras dependencias del INDE en materia de su competencia

Misión de ETCEE

Transportar la energía eléctrica de forma continua, eficiente y con calidad, utilizando tecnología de vanguardia; entre los generadores y centros de distribución del Sistema Nacional Interconectado.

Visión de ETCEE

Ser la empresa líder en el transporte de energía eléctrica a nivel regional, cumpliendo con los estándares de calidad.

Base Técnica

Llevar a cabo el proceso productivo de transportar energía eléctrica, debe realizar los controles de telecomunicaciones en el sistema, así como programar y realizar los mantenimientos en las Líneas de Transmisión y en las Subestaciones.

Organización funcional

Para que ETCEE cumpla con las actividades de administración y operación, cuenta con 3 niveles de mando.

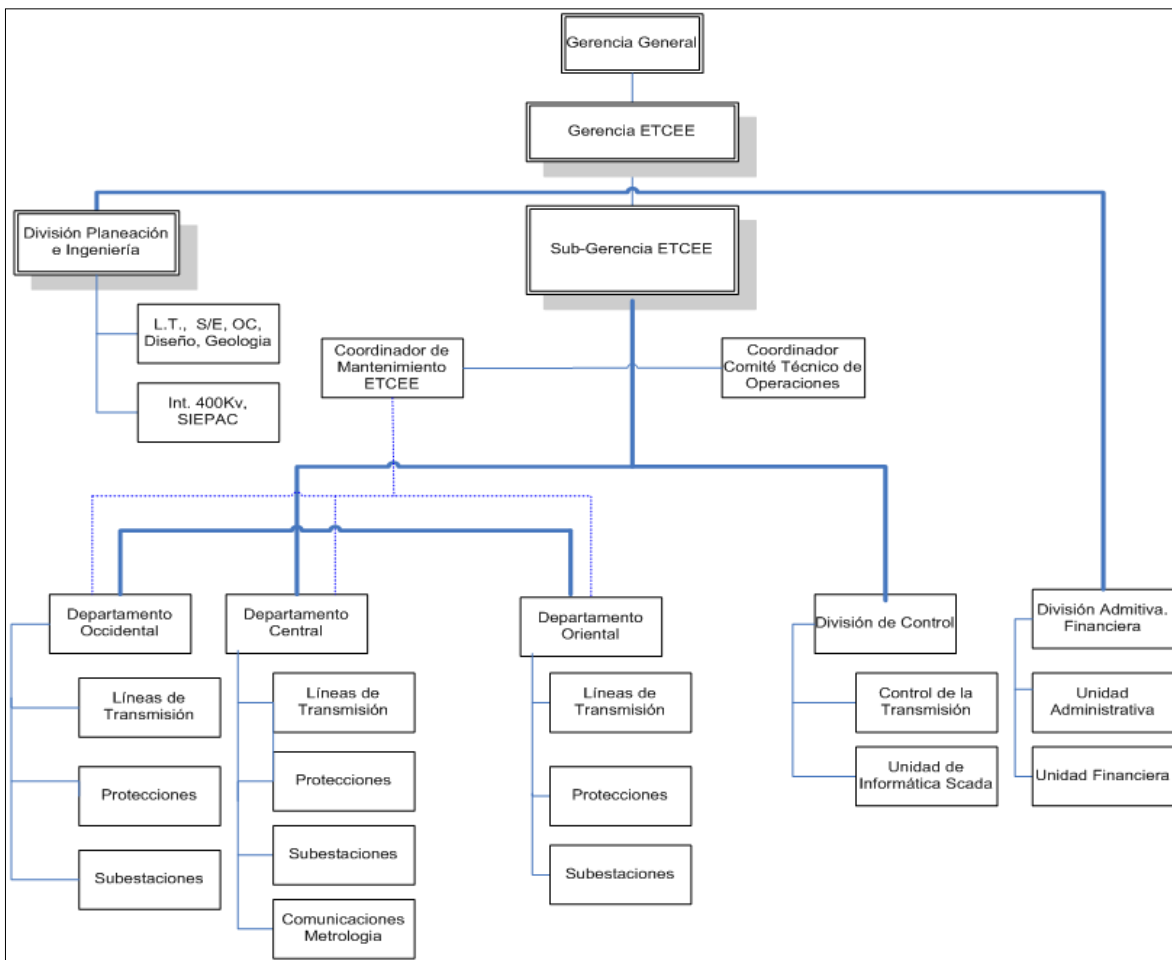
1. Dirección Superior, integrada por:
 - Gerencia: órgano ejecutivo superior de ETCEE, a la cual le corresponde impulsar, dirigir y coordinar las actividades técnico-administrativas, y plantear políticas de desarrollo.
 - Sub-Gerencia Técnica y de Ingeniería: encargada de la parte técnico-operativa de la Red de Transmisión que debe planificar e informar al Administrador del Mercado Mayorista los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos.

2. Apoyo Técnico: integrado por las Divisiones de:
 - Planeación e Ingeniería: Encargada de planificar y ejecutar nuevos proyectos de líneas de transmisión y subestaciones; y velar por la ampliación de la capacidad instalada.
 - División de Control: encargada de velar por la operación y control de la red eléctrica de transporte por medio de su Centro Nacional de Operaciones CENADO, apoyado por un sistema operativo llamado SCADA.
 - Administrativa Financiera: encargada de realizar los procesos relativos a la administración financiera, la planeación y ejecución de técnicas que permitan aumentar la eficacia de los procedimientos de trabajo en la racionalización del uso de los recursos y de apoyo al proceso productivo de transportación de energía eléctrica.

3. Sistemas: supervisados por la Sub-Gerencia Técnica y de Ingeniería.
 - Central
 - Occidente
 - Oriente

A continuación se presenta el esquema organizacional de la ETCEE a través del siguiente organigrama:

**GRÁFICA No. 2
ORGANIGRAMA ETCEE-INDE**



Fuente: Plan Operativo Anual ETCEE 2009

CAPÍTULO II

EFFECTOS EN EL DESARROLLO SOCIAL DE GUATEMALA DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para entender el papel fundamental que la energía eléctrica desempeña en nuestro actual modo de vida, es necesario ver el pasado y analizar el contexto histórico en que ella surgió, de este modo se puede mencionar que durante las primeras etapas de la Revolución Industrial, la principal fuente energética fue la energía hidráulica con la que se movían ruedas y turbinas.

Posteriormente se comenzó a utilizar la energía del vapor por medio de máquina, también denominadas máquinas de vapor. Por muchos años esta máquina fue el símbolo de la industrialización a la cual se adaptaron hasta las formas arquitectónicas de las fábricas y el ritmo de la producción era guiado por ella.

Algunos años después la electricidad logró suplantar esos tipos de energía, y a pesar de que las condiciones relacionadas con la producción de energía eran las mismas, la electricidad tenía una enorme ventaja, que consistía en que la energía eléctrica podía ser transportada fácilmente, con relativamente pocas pérdidas, desde alejados centros de producción a los de consumo. Debido a esta característica las industrias podían estar localizadas en los lugares donde se encontraban las materias primas o el consumo.

El triunfo de la energía eléctrica se consolidó principalmente porque era una energía limpia y, además, podía ser transformada en luz. Una vez introducida la energía eléctrica, sus consecuencias no fueron solamente a nivel de la industria y la producción, sino que todo eso quedó reflejado en la conformación de nuestra actual sociedad.

Desde la visión empresarial quedaba claro que era más fácil electrificar en primer lugar las áreas densamente pobladas, esto por razones técnicas y, principalmente

económicas. Esta visión también originó la conformación de empresas y corporaciones que hasta hoy existen. En general se asume que la disponibilidad de energía eléctrica facilita el desarrollo socioeconómico tanto individual como comunitario. No obstante, diversos estudios muestran que esto no es suficiente y se requiere acompañar esta iniciativa con la promoción de un paquete de acciones que abarquen la salud, la educación, la producción, etc. La energía eléctrica actúa como un facilitador de todas estas acciones de modo a ocasionar un cambio social y el bienestar de la población.

La energía eléctrica tiene una gran importancia en el desarrollo de la sociedad, su uso hace posible la automatización de la producción que aumenta la productividad y mejora las condiciones de vida del hombre, la actividad de la transmisión como parte de la cadena del servicio es importante debido a que sin ella no hay posibilidad de uso del servicio de la energía eléctrica.

El no contar con una red de transmisión segura podría darse cortes en el servicio de energía eléctrica lo que provocaría una serie de problemas económicos, educativos, sociales y comerciales.

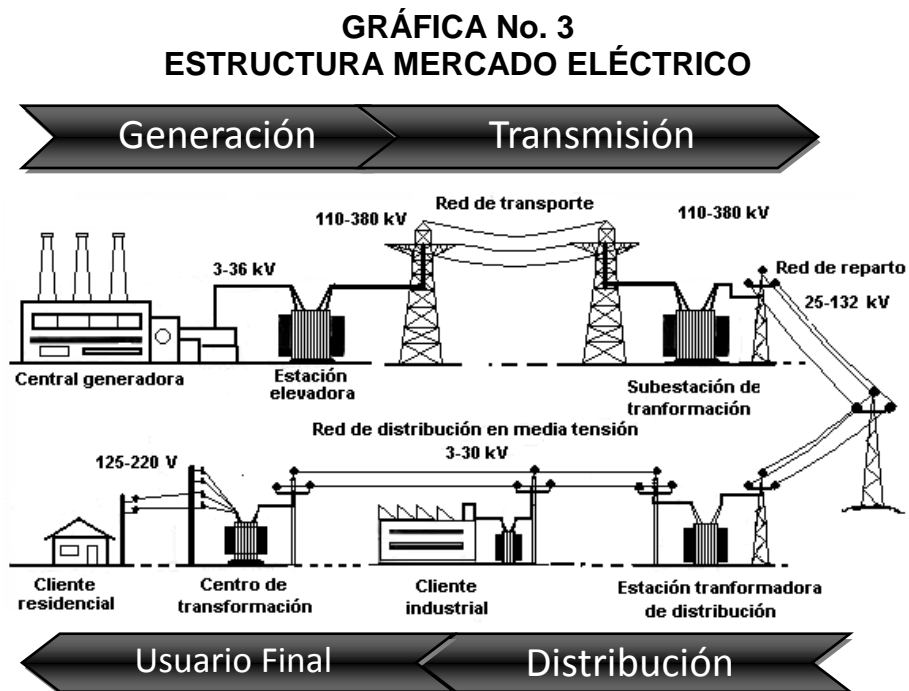
En lo económico afecta toda la población, en forma directa a los agentes económicos (industriales, comerciantes y agrícolas entre otros), en virtud de que muchos de sus productos necesitan refrigeración y resultan dañados por falta de energía, lo que provoca muchas pérdidas, la situación ha provocado que en negocios y almacenes hayan tenido que comprar plantas auxiliares.

En lo referente a la educación los estudiantes enfrentan serias dificultades para estudiar en los horarios nocturnos por la poca visibilidad a causa de la luz muy baja lo cual afecta los órganos visuales.

En lo social afecta a los hogares que no les permite tener mejores condiciones de vida, debido a que no pueden desarrollarse en su comunidad.

2.1. Mercado de Energía Eléctrica en Guatemala

Para el caso de Guatemala el suministro de energía eléctrica hasta 1990 estaba exclusivamente manejado por el INDE, sin embargo a principios de esta década experimenta una de las etapas críticas; en las cuales se reflejan cortes en el suministro de electricidad, como resultado de la falta de nuevos proyectos de generación y una demanda creciente, lo que forzó a las autoridades a eliminar los subsidios y cuestionar el modelo utilizado, como consecuencia de ello, se inicia el proceso de reforma que definió la modernización del subsector eléctrico, cuyo fundamento principal fue la promulgación de la Ley General de Electricidad, que entró en vigencia en noviembre de 1996; dicha modernización incluyó, el establecimiento del marco legal y la regulación de la industria eléctrica, la desmonopolización de la misma, la reestructuración de dos empresas eléctricas estatales, la privatización del segmento de distribución y sobre todo la permeabilidad de crear el mercado de la electricidad, por tanto la energía eléctrica se convirtió en una mercancía y por tanto su precio (tarifa) se basó en los costos, a continuación se presenta una gráfica de la reestructuración de las actividades del mercado eléctrico.



La Ley General de Electricidad regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y define como máxima autoridad y ente rector del subsector de energía del país al Ministerio de Energía y Minas -MEM-, asimismo la ley establece la creación de un ente regulador, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-, como órgano técnico del MEM, y establece que el Administrador del Mercado Mayorista estará a cargo de un ente privado, encargado del despacho energético.

El abastecimiento de energía eléctrica y su costo están directamente relacionados al desarrollo económico y así también son temas estratégicos en cualquier país.

El buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad es fundamental para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a un costo eficiente.

En teoría un mercado perfecto cumple con las siguientes características.

- Homogeneidad del producto.
- Movilidad del producto sin restricciones.
- Liquidación total de los productos.
- Gran número de vendedores y compradores.
- Libre concurrencia
- Simetría de información.

Sin embargo el mercado de electricidad no cumple con todas las características anteriores, por lo tanto debe tener una regulación especial⁶ para que sin ser un mercado perfecto se incentive la eficiencia, por otro lado el producto que se negocia en el mercado mayorista de electricidad; es la energía eléctrica.

La energía eléctrica es un producto muy especial, las principales características para que este producto sea muy especial son las siguientes:

- No se puede almacenar
- Debe haber equilibrio entre su producción y su consumo
- Responde a fenómenos físicos a la velocidad de la luz.

⁶ Competencia que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Para ser consumido los usuarios requieren:

- Normas que estandaricen sus parámetros físicos a las necesidades de los usuarios.
- Una cadena de producción, transmisión y distribución especial.
- Un operador de sistema y de mercado que coordine la operación del sistema y la liquidación de las transacciones.

El Mercado Mayorista de Electricidad es el ámbito en donde los agentes del mercado realizan transacciones de energía y potencia eléctrica.

Los agentes del Mercado Mayorista son los siguientes:

- Generadores con una capacidad de 5MW.
- Comercializadores con compras y/o ventas de bloques de energía de 2MW.
- Distribuidores con un mínimo de 15,000 usuarios.
- Transportistas con una capacidad mínima de 10MW.
- Grandes Usuarios con capacidad mayor a 100kW

Los productos y servicios que se negocian en el mercado mayorista de electricidad son los siguientes:

- Potencia de Energía Eléctrica
- Energía Eléctrica
- Servicios de Transporte de Energía Eléctrica
- Servicios Complementarios.

Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan a través de los siguientes mercados:

- Mercado de Oportunidad (spot): en donde los productores venden la energía eléctrica no contratada y los consumidores abastecen su demanda no cubierta por contratos.

- Mercado a Término (contratos): el comprador y vendedor pactan libremente condiciones, plazos, precios y cantidades.
- Mercado de Transacciones de desvíos de potencia diarias y mensuales: en los desvíos diarios: se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la potencia firme de los productores valorizadas al precio de referencia de la potencia, en los desvíos mensuales se liquidan las diferencias entre la demanda firme efectiva de cada participante y su demanda firme efectivamente contratada para el año estacional correspondiente.

Por su naturaleza en un mercado mayorista de electricidad deben de haber reglas que incentiven su eficiencia, los principales objetivos de las reglas del mercado son:

- Incentivar la competencia
- Promover la transparencia y el acceso a la información

Estos objetivos se pueden obtener utilizando dos modelos de mercados diferentes:

- Mercado de precios: los generadores ofertan el precio al que están dispuestos a generar, este precio es libre y no está acotado por ningún criterio, para este caso el operador del mercado despacha a los generadores del precio más bajo al precio más alto hasta lograr cubrir la demanda del sistema.
- Mercado de Costos⁷: los generadores tienen que declarar su costo de generar energía eléctrica, el costo que declaran es acotado por algunos criterios. En Guatemala el costo declarado debe incluir:

⁷ En el caso de Guatemala por la forma de organización del mercado, el modelo de costos es el que se utiliza, debido a que cada generador aporta información de su estructura de costos al Administrador del Mercado Mayorista y sobre esa base se fijan los costos de operación.

- Arranque y parada
- Costo de operación y mantenimiento
- Costo de combustible
- Eficiencia del Generador

El operador del mercado forma una lista de mérito, del costo más bajo al más alto y la despacha hasta cubrir la demanda del sistema, es importante indicar que en un mercado de costos los costos variables deben ser auditados.

La competencia se introduce al inducir al generador a ser más eficiente en sus costos.

La transparencia y el acceso a la información están implícitos, todos los participantes tienen acceso a los costos variables de los generadores y a la formación del precio spot.

En un mercado de precios la competencia depende de las fuerzas del mercado, tiene la característica de que con muy pocos oferentes, es más fácil caer en monopolios, oligopolios o en la formación de carteles.

El costo marginal del sistema debe considerar lo siguiente:

- La demanda de energía debe ser satisfecha en todo momento.
- Para cubrir la demanda el operador del sistema utiliza el parque generador disponible.
- La premisa bajo la que actúa el operador del sistema es que la demanda de energía debe cubrirse “al mínimo costo”, esto significa que el operador utiliza (despacha) las unidades o centrales generadoras con el costo de generación más bajo que están disponibles para producir energía eléctrica que satisface las necesidades de los consumidores.

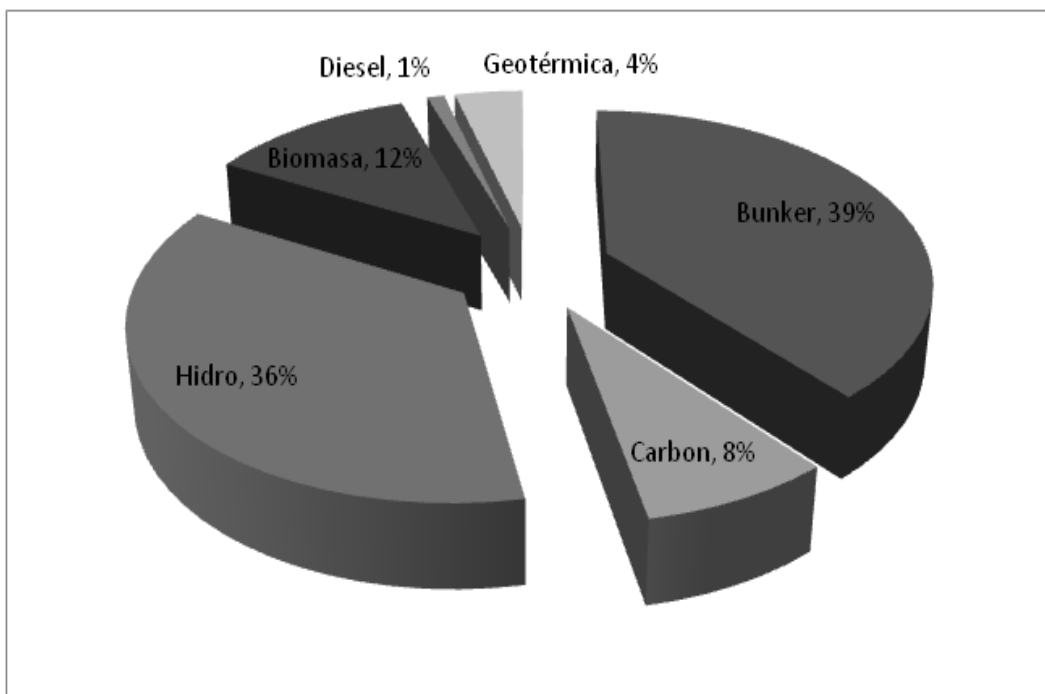
Para cumplir el objetivo de suministrar energía eléctrica a los consumidores el Operador del Sistema dispone de la siguiente información.

- Base de datos.
- Programación de la operación
 - Costos variables de los generadores
 - Disponibilidad del generador para el despacho.

En Guatemala hay centrales o unidades generadoras con diferentes tipos de tecnología, cada una tiene un costo de generación asociado que es función de varios parámetros: el costo de combustible, eficiencia, costo de operación y mantenimiento entre otros.

A continuación se presenta una gráfica de participación de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado por tipo de combustible para el año 2009.

GRÁFICA No. 4
ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE
AÑO 2009

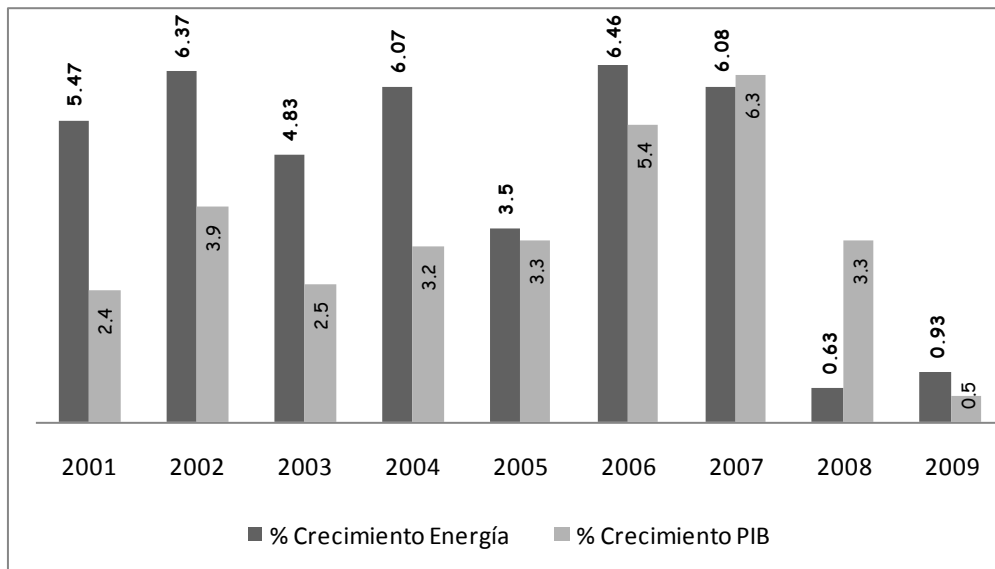


Fuente: CNEE - Informe Estadístico 2009.

2.2. Relación entre el Producto Interno Bruto y la Demanda de Energía Eléctrica

El abastecimiento de la energía eléctrica y su costo están directamente relacionados con el desarrollo económico del país, por ello y debido a la coincidencia en tendencia y simultaneidad que presenta en general la variable macroeconómica PIB respecto al crecimiento de la demanda de energía, es importante la consideración del comportamiento histórico que estas variables han mostrado durante los años 2001-2009, a continuación se presenta la tendencia del crecimiento.

**GRÁFICA No. 5
COMPARACIÓN DE CRECIMIENTO
DEMANDA DE ENERGÍA Y PIB
AÑOS 2000-2009**



Fuente: CNEE Informe Estadístico 2009

Según se aprecia en la gráfica el crecimiento de la energía y el PIB mantienen la tendencia de crecimiento, sin embargo el 2008 fue un año atípico, debido a que se vio afectada por la crisis financiera que incidió sobre la actividad económica a nivel global, para el año 2009 se observa una recuperación de la demanda.

Para el año 2009 el sector electricidad y captación de agua aportó 2.6% al PIB (ver gráfica 5), sin embargo, durante el período de 2000 al 2009 el sector electricidad y agua ha tenido crecimiento, el cual se asocia al inicio de operaciones de nuevas empresas dedicadas a la generación de energía térmica e hidráulica como lo son las plantas GENOR en Izabal, SECACAO en Alta Verapaz, Las Palmas y Arizona en Escuintla, las cuales, en conjunto cuentan con una capacidad instalada de 375 MW.

GRÁFICA No. 6
ACTIVIDAD ECONÓMICA POR SECTOR
AÑO 2009



Fuente: Elaboración Propia con Datos del BANGUAT - nuevas cuentas nacionales

2.3. Cobertura Servicio Energía Eléctrica

Bajo el contexto de la modernización del marco legal y regulatorio para la industria eléctrica y la desincorporación del sistema de distribución, el Instituto Nacional de Electrificación INDE, adoptó el Plan de Electrificación Rural -PER- como un plan

de inversiones en distribución y transmisión asociada para ampliar la cobertura de electrificación.

Para alcanzar un mayor índice de cobertura eléctrica y dada la demanda del servicio de electricidad por parte de la población y para promover el desarrollo de las comunidades, el bienestar de las personas y por consiguiente desarrollo integral del país; el INDE y el gobierno promovieron el proyecto de electrificación rural a nivel nacional, administrado a través del Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente.

Para tal efecto se elaboró un Plan de Electrificación Referencial mediante la recopilación de todas las solicitudes de servicio registradas en todas las instituciones del subsector eléctrico.

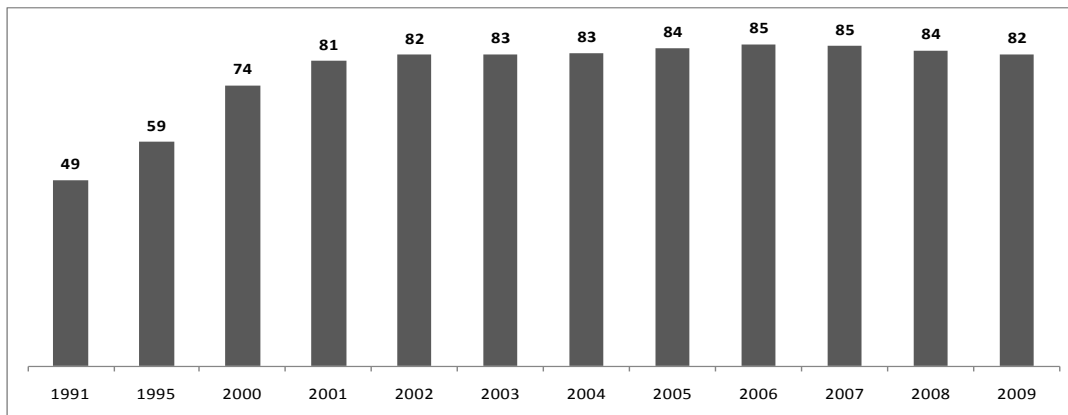
Como parte del proceso de desincorporación de las empresas Distribuidoras del INDE, el adjudicatario adquirió el compromiso de construir proyectos del Plan de Electrificación Rural el cual es administrado mediante el fideicomiso.

Los proyectos de electrificación rural referenciados, se proyectaron en zonas de bajo índice de electrificación, así como las regiones de pobreza.

Dentro de los objetivos que se tienen en el PER es el de introducir energía eléctrica a nuevos usuarios aproximadamente a 1.5 millones de habitantes, construir obras de transmisión eléctrica e incrementar el índice de electrificación rural en el país al 90% para el año 2015.

El índice de electrificación se define como el cociente entre el número de viviendas con servicio eléctrico y el total de viviendas en el país. Este índice muestra el grado de cobertura del servicio eléctrico de Guatemala, el índice de electrificación ha ido en aumento sustancial desde 1991 hasta 2001, si bien el índice de cobertura pasa del 49% en 1991 al 74% en el 2000, en la totalidad del país en las áreas rurales aún seguía siendo bajo.

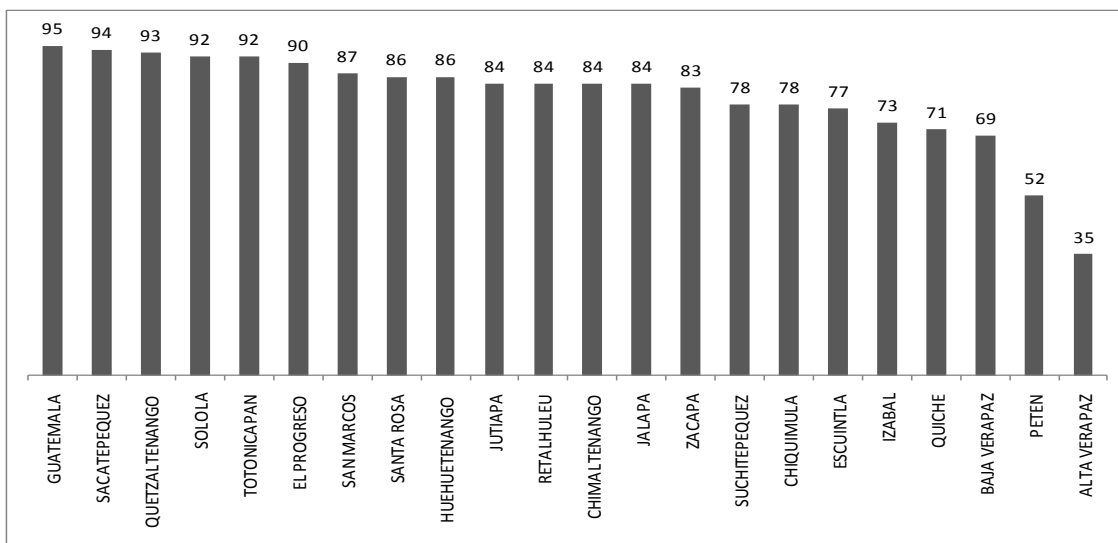
GRÁFICA No. 7
ÍNDICE DE COBERTURA NACIONAL
AÑOS 1991 – 2009



Fuente: Gerencia Electrificación Rural INDE

La cobertura a nivel departamental para el año 2009 se presenta en la siguiente gráfica.

GRÁFICA No. 8
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DEPARTAMENTAL
AÑO 2009



Fuente: Gerencia Electrificación Rural INDE

2.4. Aporte Financiero del INDE a través de la Tarifa Social por el Servicio de Energía Eléctrica

En el año de 1999 a través de las causas por el aumento de los combustibles, la inflación y la devaluación monetaria que impactaron directamente sobre los precios de la energía eléctrica, y consecuentemente sobre las tarifas reguladas, los acuerdos firmados entre generadores y distribuidores de energía estaban indexados al dólar y al precio del crudo, generando un alza de tarifas del 85% entre 1998 y 2001 para EEGSA y del 60% para DEORSA y DEOCSA producto de la diferencia de costos de estas empresas, y como resultado de la situación económica del País y alza a los precios el gobierno decide poner en marcha un plan de subsidios a fin de evitar el traslado del aumento a los consumidores. Es así como surge la Tarifa Social existente, reglamentada por el Decreto 96-2001 del Congreso de la República de Guatemala con base a la Resolución CNEE-02-2001 Ley de Tarifa Social.

Como consecuencia del proceso de desregulación, el mercado divide a los usuarios regulados de los no-regulados, estableciendo una potencia menor de 100 kWh/mes como límite entre una categoría y otra.

Con la banda de consumo de 300 kWh/mes, la tarifa social está focalizada en quienes más lo necesitan, sin embargo y en función de los datos de la encuesta de Ingresos y Gastos Familiares se establece que el consumo de energía de un hogar que vive en pobreza extrema es de 24 kWh/mes, el consumo promedio mensual en un hogar pobre es de 53 kWh/mes y el consumo promedio general es de 102 kWh/mes. Con esta perspectiva queda claro que los límites determinados para la tarifa social son muy altos ya que la mayor parte de la gente que recibe el subsidio no es parte de los segmentos más bajos de la población, se produce entonces un error de objetivo de inclusión y el beneficio social derivado de la aplicación del programa deja de ser realmente sensible.

Existe en el subsector eléctrico un problema financiero y relacionado con la existencia de única empresa capaz de brindar el servicio, debido a los bajos costos de generación que requiere la tarifa social, únicamente el INDE es capaz de surtir a las distribuidoras. El resto de generadores se mantiene al margen, puesto que producen la energía con termoeléctricas, plantas con costos de generación por encima de lo requerido en la Ley de Tarifa Social. Con la aplicación de esa tarifa, el INDE vende su energía barata para los usuarios regulados de la EEGSA, DEORSA y DEOCSA.

El INDE es una empresa pública y en posición de monopolio, sin embargo no ejerce su poder de mercado en el tema de distribución para la banda de consumidores de menor consumo, ya que es obligado por el sistema de regulación del mercado a absorber el cargo de la tarifa social lo que provoca su inviabilidad financiera, consecuentemente con una oferta escasa, el INDE no logra cubrir la demanda de sus usuarios y, en ocasiones, debe comprar energía térmica a precio comercial en el mercado abierto para revenderla a sus consumidores a un precio por debajo del costo para mantener la Tarifa Social, lo que lleva a que el INDE en costos directos, al vender a un precio por debajo del precio de mercado, y en costos indirectos, dados por el costo de oportunidad pierda al realizar dicha transacción.

La siguiente tabla muestra que para el año 2009 el 94% de los usuarios conectados a la red eléctrica de Guatemala se benefician con la Tarifa Social.

**TABLA No. 1
USUARIOS POR TARIFA
POR DISTRIBUIDORA
AÑO 2009**

TARIFA	EEGSA	DEOCSA	DEORSA	EEMS	TOTAL	%
Social	768,731	885,758	499,591	130,631	2,284,711	94
No Social	102,922	14,513	14,809	25,050	157,294	6
TOTAL	871,653	900,271	514,400	155,681	2,442,005	100

Fuente: Informe Estadísticas Energéticas AMM 2009

La Tarifa Social (TS) es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, y la Ley de Tarifa Social. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual, o que tenga un consumo promedio diario de hasta 10 kWh.

A los Usuarios de Tarifa No Social (TNS) se aplica la tarifa autorizada por la CNEE según los pliegos tarifarios.

A diciembre de 2009 esta es la tarifa por kWh/mes para los usuarios que consumen a partir de 101 a 300, kWh/mes de tarifa social y mayor a 300 para tarifa no social.

**TABLA No. 2
TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
AÑO 2009**

DISTRIBUIDORA	Tarifa Social Q.	Tarifa No Social Q.
DEOCSA	1.42	1.65
DEORSA	1.48	1.68
EEGSA	1.37	1.46

Fuente: INDE

Asimismo los usuarios de las distribuidoras gozan de un ajuste de solidaridad, según la tarifa establecida por el INDE en la siguiente tabla:

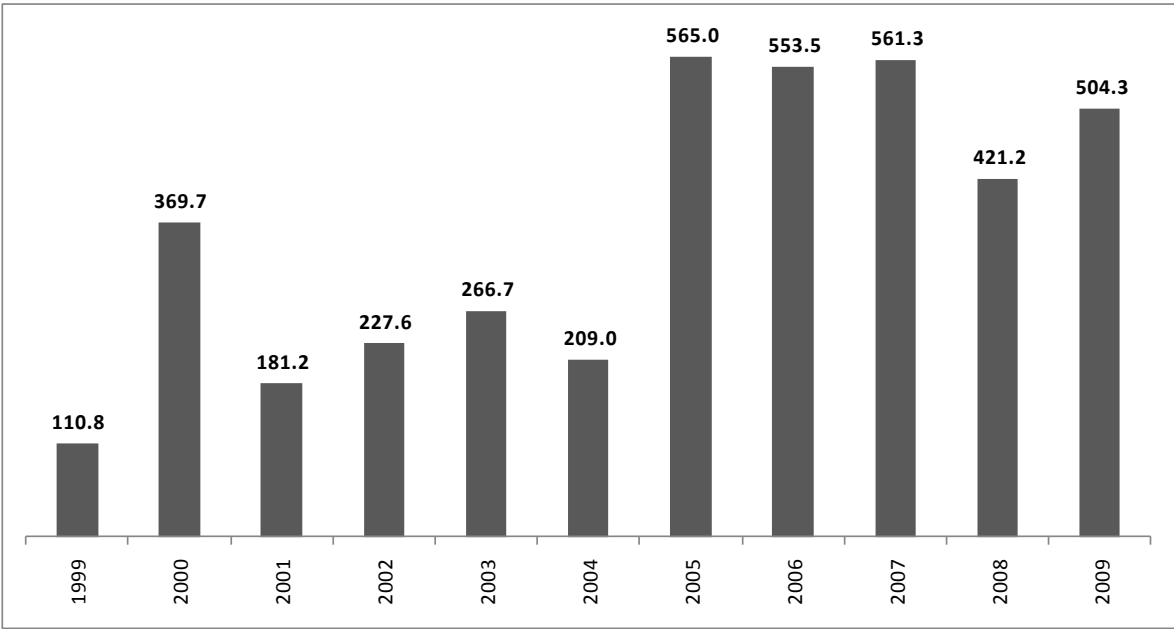
**TABLA No. 3
TARIFA EXTRAORDINARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
AÑO 2009**

kWh	Q.
0-50	0.50
51-100	0.75

Fuente: INDE

Del año de 1999 y al año 2001, el subsidio cubría a los usuarios de hasta 650 kilovatios. En febrero del año 2001, el congreso aprobó la creación de Tarifa Social la cual cubría a los usuarios de 0 a 300 kilovatios, lo que ha representado que durante el período de 1999 al 2009 el INDE ha aportado Q. 3,970.2 millones, y haciendo una relación que para el año 2009 el INDE contó con un presupuesto de Q. 3,219.69, lo que significa que para el año 2009 el presupuesto representa el 81% del total del aporte realizado a la Tarifa de Energía Eléctrica durante el período indicado.

**GRÁFICA No. 9
TARIFA ANUAL
EN MILLONES DE QUETZALES
AÑOS 1999 - 2009**



Fuente: Gerencia Electrificación Rural INDE

2.5. Mercado Eléctrico

El Mercado Eléctrico de Guatemala está compuesto por tres componentes: Generación que representa la Oferta Eléctrica, Transmisión y Distribución que representa la Demanda de Energía.

El marco regulatorio aprobado en la Ley General de Electricidad establece lo siguiente:

- Separación de actividades en generación, transmisión, distribución y comercialización, sin embargo permite que una misma empresa realice estas actividades a través de personas jurídicas diferentes, como parte de este proceso fueron separadas verticalmente dos empresas estatales INDE y EEGSA.
- La generación y comercialización son actividades competitivas.
- La transmisión y distribución son segmentos monopolísticos con tarifas reguladas.

Para la presente investigación se analizará la situación en cuanto a la actividad de transporte de energía eléctrica la cual quedó cerrada a nivel estatal a través de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.

2.6. Costos del Servicio de la Energía Eléctrica

Para determinar los costos del servicio de energía eléctrica se consideran los siguientes:

- Costos de Generación: Compras y Potencia de Energía Eléctrica
- Costos de Transmisión: Peaje (Inversión, Operación y Mantenimiento).
- Costos de Distribución: Valor Agregado de Distribución -VAD- (inversión, operación y mantenimiento).
- Costo Final del servicio de energía eléctrica o Tarifa de Electricidad.

Los Costos de Generación: Corresponde todos aquellos costos necesarios para producir la energía eléctrica, entre los principales se puede mencionar los costos de inversión de capital para la instalación de las centrales de generación y los costos de producción, que dependerán de las características, tecnologías y combustibles necesarios para su operación.

Características:

- Altos costos de inversión de capital para su instalación, la cual es proporcional a la capacidad, y tecnología de producción.
- Diversidad de costos variables de producción en función a su fuente primaria de energía (agua, gas, carbón, bunker, etc.)
- La energía debe ser producida en el momento que se consume, implicando la necesidad de tener capacidad siempre disponible para atender las demandas instantáneas de los usuarios.
- Despacho coordinado de mínimo costo.

Precios:

- Es libre el establecimiento de precios a través de la oferta y la demanda.
- El precio del mercado de oportunidad de Guatemala es de costos, en donde el precio horario se establece en orden de mérito de mínimo costo, a través de un despacho coordinado de las centrales generadoras, asignado desde la de menor costo hasta la de mayor costo necesaria para cubrir la demanda del sistema nacional, el ultimo generador despachado fija el precio de la hora.

- Se comercializa a través de diversos tipos de contratos de corto mediano y de largo plazo, tanto de entrega física como de tipo financiero; o a través de mercados de oportunidad.
- Los costos de Generación se comercializan por unidades vendidas de:
 - Energía: En el cual su precio guarda relación con los costos variables de producción (combustibles) que a su vez dependen de la fuente primaria de energía utilizada por la planta de generación.
 - Potencia: Que corresponde al pago de la inversión inicial en la capacidad instalada más una rentabilidad determinada.
 - Otros servicios: Reserva de capacidad -RRA-, regulación de la frecuencia -RRO-, etc.

Los costos de Transmisión Los costos de transmisión, corresponden a los costos e inversión de capital, operación, administración y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, tales como líneas de transmisión y subestaciones de transformación y maniobras, necesarias para llevar la energía desde los puntos de producción hasta los centros de consumo.

Características:

- Altos costos de inversión para su instalación, proporcionales a la capacidad y distancias de transmisión.
- Negocio de bajo riesgo y periodos altos de recuperación de la inversión.

Precios:

- Precios regulados fijados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Se establecen peajes por el uso de la red de los sistemas de transporte.
- Los peajes se asignan en función a la potencia.

Los Costos de Distribución: corresponde a los costos de inversión de capital, operación, administración y mantenimiento de las instalaciones de distribución, que sirven para llevar la energía desde las subestaciones de subtransmisión hasta los usuarios finales teniendo para ello la obligación de ampliar sus redes de distribución para prestar el servicio electricidad final a los usuarios.

Características:

- Altos costos de inversión para su instalación, proporcionales a la capacidad y densidades de carga de las áreas a distribuir.
- Negocio de bajo riesgo y periodos altos de recuperación de la inversión.

Precios:

- Los precios son regulados y fijados por CNEE.
- Se establecen cargos unitarios discriminados por nivel de tensión de las redes, los cuales incluyen la expansión de la red a los que se denominan Valor Agregado de Distribución –VAD-.
- Los cargos se asignan en función a su participación en la demanda máxima de potencia.

2.7. Estructura Tarifa Servicio de Energía Eléctrica

Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector.

Las tarifas son calculadas por la CNEE como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor (Costos de Generación), referidas a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución -VAD- (Costos de Distribución), el regulador agregará los peajes por subtransmisión (Costos de Transmisión) que sean pertinentes.

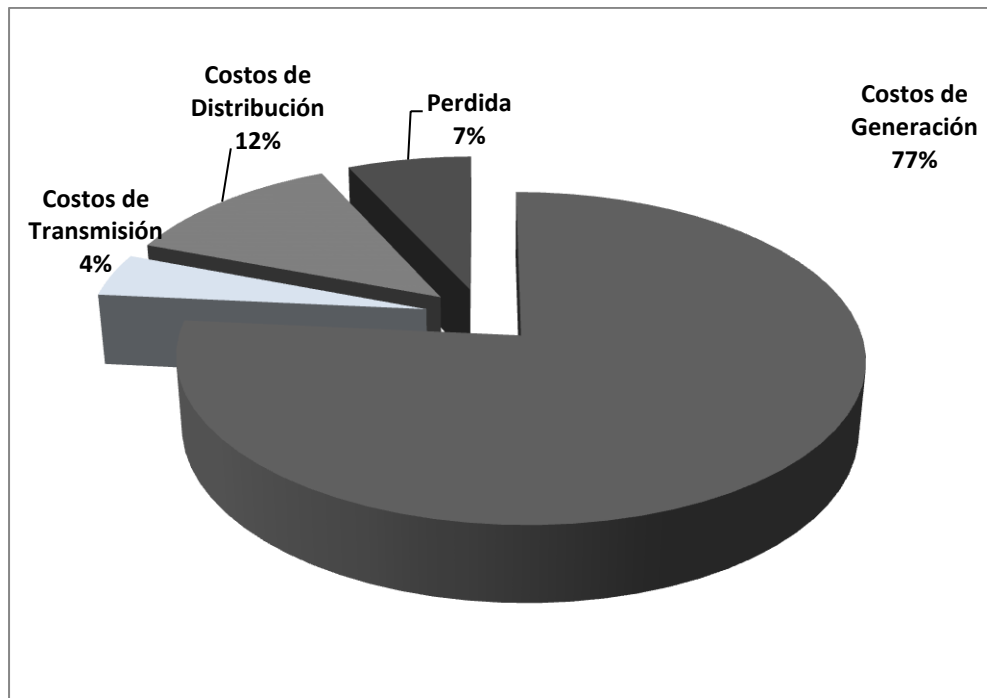
La integración de la cadena de costos de la electricidad en un único precio final para el usuario se denomina tarifa, con las siguientes características:

- Cada usuario tiene distinto comportamiento o patrón de consumo.
- Tendencia diaria de consumo de energía eléctrica de los usuarios afectan en los costos en que incurre la distribuidora para prestar el servicio.
- Las distribuidoras realizan estudios de caracterización de consumo de sus usuarios, y se definen categorías de usuarios con patrones de consumos similares.
- En función de la distinción de consumo de cada categoría tarifaria, se le asignan los costos de Generación, Transmisión, Distribución correspondientes.
- La CNEE define un conjunto de tarifas, para las categorías de usuarios con patrones de consumos similares, a las cuales se le denomina Pliegos Tarifarios.
- Asimismo se adicionan las pérdidas de energía y potencia en función al nivel de tensión en el que se conectan los usuarios de cada categoría

Resultado de las características anteriores se determina la Tarifa: la cual resulta ser una ecuación matemática, que mediante variables, ecuaciones y factores, traslada a los usuarios del servicio final de Distribución de Energía Eléctrica los Costos de Generación, Transmisión y Distribución (VAD), de acuerdo a sus patrones y características de consumo.

En el año de 2009 la estructura de la Tarifa queda distribuida según se expresa en la gráfica No. 9, la cual muestra que el costo de transmisión representó el 4% de la tarifa vigente para el último trimestre del año 2009.

GRÁFICA No. 10
ESTRUCTURA TARIFA AUTORIZADA
AÑO 2009 ÚLTIMO TRIMESTRE



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Año 2009.

2.8. Estructura de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica

Está actividad forma parte de la cadena del servicio de energía eléctrica, y tiene características distintas a las demás actividades, debido a que une la oferta con la demanda del sistema eléctrico y presenta grandes economías de escala⁸.

⁸ Economías de escala: Cuando el incremento en la producción conduce a disminuciones en los costos a largo plazo.

La separación de la actividad de transmisión pone de manifiesto en forma explícita los costos de la actividad de transmisión y permite una regulación específica con incentivos para la eficiencia y la economía.

Sin embargo, mientras la transmisión permanece como negocio comercial, es en esencia una actividad monopólica, por lo que es necesario introducir regulación para definir el servicio a ser prestado, la calidad del mismo y la capacidad requerida.

Una parte importante de la organización de la actividad de transmisión son los proveedores de transmisión, la decisión si es única empresa, si existirán otros transportistas en el mercado, si es estatal, privada o de capital mixto, así como el establecimiento de los derechos y obligaciones y adicionalmente si los proveedores de este servicio serán nacionales y/o regionales.

El principal proveedor de la actividad de la transmisión de energía eléctrica es la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, aun cuando en la Ley Orgánica del INDE establece que es la autoridad superior de la institución quién fijará los precios, en la actualidad es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quién fija el valor de peaje anual que el transportista percibirá, y aun cuando en se maneja que es un monopolio natural no se aplica debido a que ETCEE-INDE no ejerce su poder de mercado debido a que no fija la tarifa ni precios por debajo de su costo, esta actividad está regulada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2.8.1. Remuneración

Otro de los aspectos importantes a considerar es la remuneración de la actividad. En líneas generales la actividad de transmisión es considerada un monopolio y por eso es que debe ser regulada.

Cuando la remuneración de la transmisión se obtiene a través de un proceso competitivo, el mismo ya fija la remuneración requerida por los activos.

Cuando no es posible introducir competencia, la remuneración dependerá de la metodología aplicada por el regulador, este es el caso en Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es quién fija el Costo Anual de Transmisión -CAT-.

2.8.2. Calidad

Una regulación basada en desempeño, induce un comportamiento eficiente de la empresa de transmisión, y se debe considerar que fallas en el sistema de transmisión tienen un costo muy alto para los agentes del mercado, principalmente para la demanda, por ello es necesario incentivar a las empresas que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica a maximizar la confiabilidad del servicio.

Por eso se incluye un Régimen de Calidad de Servicio, basado en penalizaciones, diseñar penalidades por servicio de instalaciones de transmisión, es forma de incentivar a los transportistas a llegar a la calidad del servicio requerido.

En Guatemala la calidad del servicio de transporte está dada por las Normas Técnicas de Calidad del Transporte y Sanciones, la cual establece los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y sanciones.

Esta calidad es verificada en calidad del producto por parte del transportista, la incidencia de los participantes en calidad del producto y calidad del servicio técnico.

El Administrador del Mercado Mayorista es el responsable de realizar los estudios pertinentes para establecer los límites de producción o consumo de potencia por parte de transportistas, generadores y usuarios, que permitan al sistema eléctrico

operar normalmente. Además determina las responsabilidades en cuanto al incumplimiento por el transportista y los participantes a las tolerancias de los indicadores de calidad.

2.8.3. Metodología para determinar cargos de Transmisión y Peajes.

El objetivo de determinar cargos de transmisión es recaudar la remuneración regulada del servicio de transmisión, dar señales económicas adecuadas para mejorar la eficiencia económica y por tanto dirigir decisiones operativas y decisiones de inversión.

La remuneración de la transmisión debe cumplir los principios de justicia, no discriminación, transparencia, estabilidad, predictibilidad y facilidad de implementación.

La distribución de los costos fijos de transmisión entre los usuarios puede ser realizada mediante:

- Cargos por conexión: para recuperar directamente las inversiones por conectar una central eléctrica o una carga al sistema principal.
- Cargos por uso de transmisión: para recuperar otros costos del sistema de transmisión.

Los costos del servicio de transmisión son recuperados por los usuarios a través de los cargos de transmisión, este cargo es denominado peaje de transmisión y es la remuneración que los propietarios de las líneas y de las subestaciones del sistema de transmisión tienen derecho a percibir.

Los costos de transmisión, corresponden a los costos de inversión de capital, operación, administración y mantenimiento de las instalaciones de transmisión,

tales como líneas de transmisión y subestaciones de transformación y maniobras, necesarias para llevar la energía desde los puntos de producción hasta los centros de consumo.

Características:

- Altos costos de inversión para su instalación, proporcionales a la capacidad y distancias de transmisión.
- Negocio de bajo riesgo y periodos altos de recuperación de la inversión.

Precios:

- Monopolio natural⁹, precios regulados fijados por CNEE.
- Se establecen peajes por el uso de la red de los sistemas de transporte,
- Los peajes se asignan en función a la potencia.

La fijación de los peajes se fundamenta en los artículos 4 y 64 al 70 de la Ley General de Electricidad y los artículos 40, 44, 50 al 55 y 63 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, indican entre otros factores los siguientes:

- Es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica definir las tarifas de transmisión y distribución.
- El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peaje a su propietario.
- El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la comisión cada dos años.

⁹ Monopolio Natural: surge de las características de producción peculiares de la industria. Por lo general surge cuando la producción del servicio o producto requiere de inversiones de capital grandes de manera que únicamente una sola empresa puede ser respaldada por los consumidores, establece los precios del producto o servicio.

Un monopolio natural se da cuando existen grandes economías de escalas relacionadas con la demanda en la industria, y una sola empresa puede producir a un costo promedio menor que el que pueden lograr múltiples empresas.

- El peaje del sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones optimas dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.
- La anualidad de la inversión se calculará considerando el factor de recuperación de capital obteniendo una tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas (7%) y una vida útil de 30 años.
- Los costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración serán como máximo el 3% del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones del sistema de transmisión económicamente adaptado.

2.8.4. Fases para Determinar los Costos de Transmisión

- REVISIÓN Y AUDITORÍA DE INSTALACIONES

Para poder establecer la totalidad de las instalaciones transmisión, se realiza la revisión y auditoria de campo a las instalaciones propiedad de los Agentes Transportistas.

Los Agentes Transportistas informan sobre el estado y modificación de sus instalaciones.

- PRECIOS DE REFERENCIA

Mediante información remitida por los transportistas y precios internacionales de materiales y equipos se actualizaba la base de precios, con el objetivo de mantener una base de datos que represente precios eficientes de la tecnología disponible en el mercado

- UNIDADES DE PROPIEDAD ESTÁNDAR -UPE´s-

Con la información de las instalaciones se modela el sistema de transmisión en unidades constructivas óptimamente dimensionadas denominadas UPE´s.

- CÁLCULO DE VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LAS INSTALACIONES.

Luego de modeladas las instalaciones a través de las UPE's óptimamente dimensionadas y con los precios unitarios, se calcula el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones.

- CALCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN.

De acuerdo a la Ley General de Electricidad, con base al valor nuevo de reemplazo calculado la tasa de actualización utilizadas en tarifas es del 7% y una vida útil de 30 años se calcula los peajes de transmisión.

Adicional se agrega el 3% del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones como costos de Operación y Mantenimiento.

- ASIGNACIÓN DE PEAJES DE TRANSMISION.

El Peaje por el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de Operación y Mantenimiento entre la potencia firme total, y es pagada en primera instancia por los generadores.

El peaje por los sistemas secundarios se asigna y define de acuerdo al uso de las instalaciones y con base a la Norma de Coordinación Comercial 9 del Administrador del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO III

EXPANSIÓN Y FORTALECIMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro del subsector eléctrico, un tema importante en los últimos años ha sido la expansión del sistema de transmisión, debido a esto se han realizado reformas regulatorias en las leyes y reglamentos mejorando o cambiando la facultad de decisión del proceso de expansión y de las responsabilidades del proceso.

El sistema de planificación está alimentado de las políticas gubernamentales, los nuevos proyectos y requerimientos de la demanda, los requerimientos de seguridad y confiabilidad del Operador del Sistema y los requerimientos regionales.

La expansión de energía eléctrica está en función de la oferta representada por el sistema de generación y la demanda de energía eléctrica representada por los sistemas de transmisión y distribución.

De acuerdo con las reformas en la regulación de Guatemala la expansión se realizará a través de las siguientes modalidades:

- Por acuerdo entre las partes interesadas.
- Por iniciativa propia.
- Por licitación pública.

Las solicitudes de ampliaciones para las modalidades de acuerdo entre las partes e iniciativa propia, se realizan al regulador y contienen descripción de las instalaciones a construir, estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de las Normas Técnicas de diseño y operación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, estudios que evalúen el efecto de las instalaciones de acuerdo con la norma.

Las instalaciones según estas modalidades, los interesados construyen, operan y mantienen las instalaciones y pueden acordar con un transportista la propiedad, el precio y las condiciones de pago de los costos fijos y variables. Estas instalaciones son consideradas como parte del sistema secundario.

La modalidad de expansión por Licitación Pública, esta derivada del Plan de Expansión elaborado por el órgano técnico (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) y publicado por el Ministerio de Energía y Minas, el regulador es quién determina las obras que serán parte del sistema principal, con los criterios establecidos para el efecto.

Para la expansión del sistema eléctrico debe considerarse la oferta y demanda de energía eléctrica, y que el sistema eléctrico en Guatemala está compuesto por tres componentes básicos, el sistema de generación que representa la oferta y los sistemas de distribución y transporte que representan la demanda.

A continuación se presenta una descripción de cada uno de los sistemas:

3.1.1 Sistema de Generación

El Sistema de Generación en Guatemala está conformado por los siguientes tipos de centrales generadoras:

- a. Las centrales hidroeléctricas: son aquellas que utilizan para la generación de energía eléctrica el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se lleva por una tubería de descarga a la casa de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores.

- b. Turbinas de Vapor: es una turbomáquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo y el rodete, órgano principal de la turbina. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, y sale en condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

- c. Turbinas de Gas: operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo.

- d. Motores de Combustión Interna: son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón, desplazándolo en el interior de un cilindro y haciendo girar un cigüeñal, obteniendo finalmente un movimiento de rotación.
El funcionamiento cíclico de estos motores implica la necesidad de sustituir los gases de la combustión por nueva mezcla de aire y combustible en el interior del cilindro; este proceso se denomina renovación de la carga.

- e. Centrales Geotérmicas: es aquella energía que puede obtenerse mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. El calor del interior de la tierra se debe a varios factores, entre los que caben destacar el gradiente geotérmico.

- f. Centrales de Cogeneración: la fuente de biomasa que se utiliza para la producción de energía eléctrica es el bagazo de caña de azúcar, la

cogeneración se realiza con la combustión de bagazo de caña en los ingenios azucareros, debido a la naturaleza estacional del cultivo de la caña, solo puede aprovecharse durante los meses de noviembre a mayo en que se realiza la zafra, y tanto para los ingenios como para el país, es necesaria la generación de energía eléctrica de manera estable.

A continuación se presenta un cuadro de los participantes por tipo de generación de energía eléctrica en Guatemala:

3.1.2. Sistema de Transmisión

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico, la cual está constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas, es decir que el 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.

La transmisión es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión, para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión.

Mediante la actividad de transporte de energía eléctrica se realiza el proceso de cobro de peaje, en Guatemala existen dos sistemas de peaje: el sistema principal que es el compartido por los generadores; el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizada por los generadores para el suministro de energía al sistema principal e incluye la interconexión Guatemala-El Salvador y Guatemala-México; está dividido geográficamente en tres áreas: central, occidental y oriental.

La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400, 230, 138 y 69 kV, parte de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transporte, según datos de la CNEE al año 2009, el sistema de transmisión total del país consta de 3,821 kilómetros de líneas, concentrada en cuatro empresas las cuales son propietarias de la red las siguientes empresas: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE 80%, Eléctrica Centroamericana S.A. TRELEC, 18.7%, Duke Energy International Transmisión 1% y RECSA de Unión Fenosa 0.3%, a continuación se presenta la siguiente tabla que muestra los kilómetros de las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

TABLA No. 5
KILÓMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA NACIONAL INTERCONETADO
POR EMPRESA TRANSPORTISTA
AÑO 2009

EMPRESA TRANSPORTISTA	Kilómetros	%
Duke Energy International Transmisión Guatemala, Ltda.	36	1.0
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	3,058	80.0
Redes Eléctricas de Centro América	13	0.3
Transportista Electrica Centroamericana, S.A.	715	18.7
TOTAL	3,821	100

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica Año 2009.

3.1.3. Sistema de Distribución

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del sistema eléctrico cuya función principal es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, funcionan según los voltajes que especifica el reglamento. El sistema de distribución se divide en dos partes, el servicio de distribución privada y el servicio de distribución final. El Servicio de Distribución Privada: consiste en 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. El Servicio de Distribución Final es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

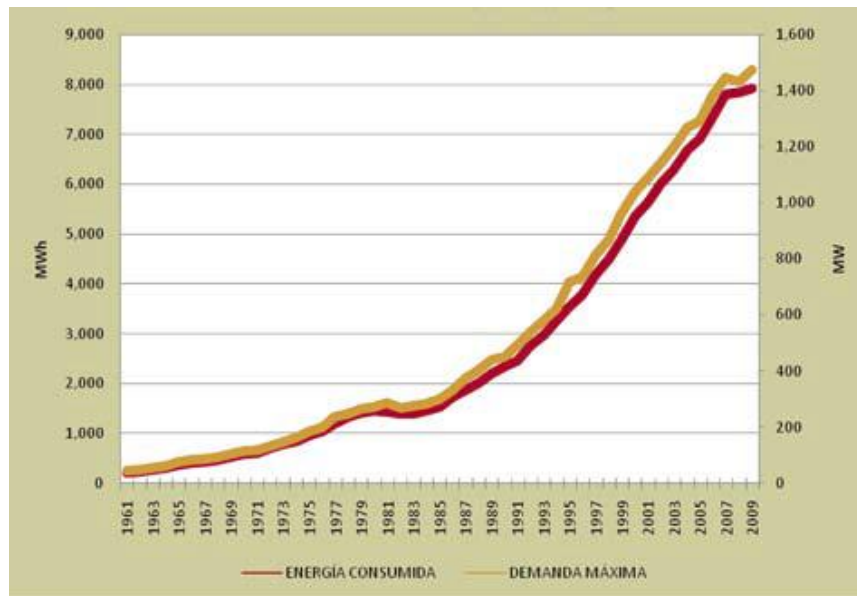
En Guatemala, son tres las principales empresas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica, así como las Empresas Eléctricas Municipales según la región, la infraestructura de distribución está integrada por: líneas, subestaciones y las redes de distribución que opera en tensiones menores a 34.5kV.

3.1.4. Capacidad Instalada

Capacidad instalada no significa energía disponible, ya que existen problemas de operación que impide que las plantas puedan funcionar a plena carga, la demanda máxima de potencia y energía eléctrica, ha evolucionado en Guatemala desde 46MW en 1961 hasta 1,472.5MW en 2009, lo que significa que en medio siglo, la evolución de la demanda eléctrica se ha multiplicado en un 32%.

Dentro del período mencionado se distinguen tres tendencias claramente diferenciadas en cuanto al ritmo de crecimiento de la demanda máxima de potencia y energía; es así que para la primera tendencia, que comprende 1961-1978 se tuvo un crecimiento promedio de 11% para la demanda máxima de potencia y 12% para la demanda de energía; en la segunda tendencia, 1979-1983 se tuvo un crecimiento promedio de 2% para la demanda máxima de potencia y de 1% para la demanda de energía; y en la tercera tendencia, 1984-2009, el crecimiento promedio para la demanda máxima de potencia y de energía fue de 7%.

GRÁFICA No. 11
DEMANDA HISTÓRICA DE POTENCIA Y ENERGÍA
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO



Fuente: Informe Estadístico AMM, 2009.

El siguiente cuadro representa la oferta de capacidad instalada y demanda máxima de energía que han sido registradas en el Sistema Nacional Interconectado del año 1990 al año 2009, donde se puede apreciar las diferencias en los ritmos de crecimiento.

TABLA No. 6
OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
AÑOS: 1990-2009

Año	MW	
	Oferta	Demanda
	Capacidad Instalada	Demanda Máxima
1990	811	452
1995	1,082	717
2000	1,668	1,017
2003	1,843	1,185
2004	1,197	1,256
2005	2,088	1,290
2006	2,039	1,383
2007	2,154	1,443
2008	2,251	1,430
2009	2,349	1,473

Fuente: CEPAL: estadísticas del subsector eléctrico, 2009

3.1.5. Volumen de Producción

La producción de generación de energía eléctrica en Guatemala hasta el año 1990 era completamente estatal, sin embargo por falta de inversión en mejorar y mantener el equipo provocó ineficiencia y como consecuencia la reforma del estado. Para el año 1995 el sector privado había alcanzado un 32.3% de participación en la producción de energía, sin embargo derivado de la reforma y estructura del subsector eléctrico se produjo una apertura a la producción donde el capital privado ha alcanzado al 2009 un 75% en la producción de energía eléctrica.

Para el año 2009 la producción de energía eléctrica se desarrolló a través de 41 empresas, de las cuales 40 son de capital privado y 1 de capital estatal, estas empresas generaron en el año 2009 un total de 8,015 GWh.

El siguiente cuadro muestra la generación durante la generación de los períodos del 1990-1995 y del 2000 al 2009, donde se puede observar que el estado a través del INDE ha reducido su participación en la producción de energía eléctrica, esto explica que la ineficiencia del estado pudo haber estado planificada.

TABLA No. 7
PARTICIPACIÓN SECTOR PRIVADO Y PÚBLICO
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
AÑOS: 1990-2009

Año	GWh				
	Generación Neta			Porcentaje Participación	
	Pública	Privada	Total	Pública	Privada
1990	2,138	-	2,138	100	-
1995	2,357	1,123	3,479	68	32
2000	2,496	3,552	6,048	41	59
2003	1,809	4,766	6,575	28	72
2004	1,936	5,063	6,999	28	72
2005	2,096	5,125	7,221	29	71
2006	2,313	5,121	7,434	31	69
2007	2,028	5,913	7,940	26	74
2008	2,431	5,473	7,904	31	69
2009	1,999	6,016	8,015	25	75

Fuente: Elaboración Propia con Datos del INDE y del AMM.

3.1.6. Matriz Energética

El principal objetivo del sistema eléctrico nacional, es asegurar el suministro de energía eléctrica en el país, por lo que contar con una matriz energética balanceada es vital importancia para satisfacer la demanda de energía con todas las variables que ésta presenta.

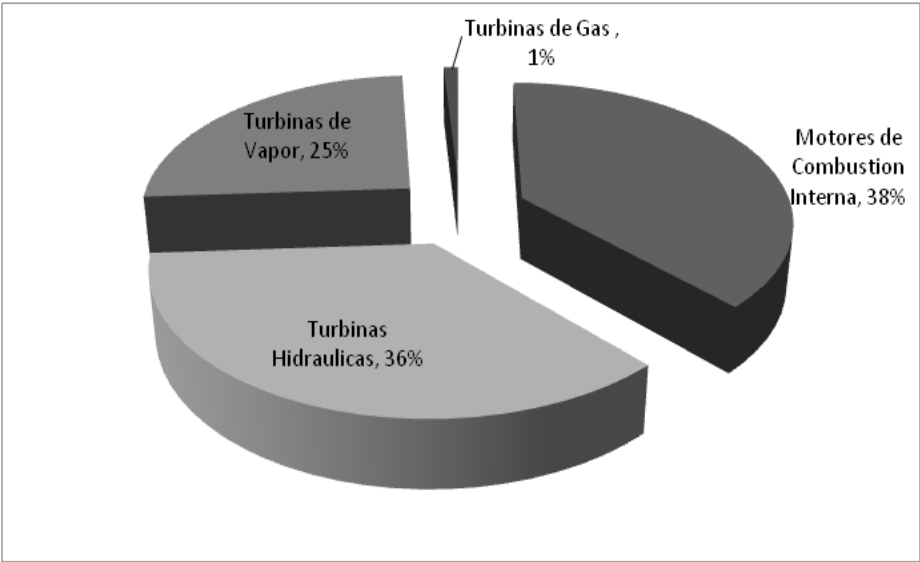
Cuando se habla de matriz energética se refiere a la conformación de todas las plantas de generación que se encuentran en un país, tomando en cuenta aspectos como capacidad de generación, tipo de tecnología, fuente para generar energía, entre otros.

El parque generador de Guatemala para el año 2009 estuvo conformado por las siguientes tecnologías de generación:

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

En la siguiente gráfica se muestra la participación de cada tecnología en la generación de energía eléctrica.

GRÁFICA No. 12
ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA
AÑO 2009



Fuente: CNEE - Informe Estadístico 2009

3.2 Infraestructura de Transmisión Eléctrica Instalada

El Sistema de Transmisión en Guatemala cuenta con una infraestructura que permite el abastecimiento de la energía eléctrica desde los principales centros de generación a los centros de consumo mediante una red de líneas de transmisión.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario.

El sistema principal es compartido con los generadores e incluye las interconexiones. El sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizada por los generadores para el suministro de energía al sistema principal; el sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red de transmisión.

La operación del sistema de transporte es coordinada por el Administrador del Mercado Mayorista -AMM- y ejecutada por los transportistas.

La Interconexión Eléctrica Guatemala México permite que Guatemala pueda recibir de México hasta 200 MW; la interconexión fue inaugurada el 26 de octubre de 2009. El sistema de transporte para el futuro estará interconectado con Centroamérica y Belice, a través de:

- Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, SIEPAC.
- Interconexión Guatemala - Belice.

La actividad del transporte está sujeta a la autorización del Ministerio de Energía y Minas, si utiliza bienes de dominio público.

Los componentes de transporte del sistema principal y secundario se remuneran de acuerdo con la Norma de Coordinación Comercial 9 -NCC 9- la cual define que para el sistema de transmisión primario el Costo Anual De Transmisión -CAT- se calcula como la suma de los costos anuales de sus componentes y se reparte

entre los generadores, proporcionalmente a la potencia firme contratada por el generador. En el sistema de transmisión secundario los costos son calculados de manera similar, pero se reparten sólo entre los generadores, importadores, exportadores, y comercializadores que hacen uso del activo, en el sentido del flujo preponderante de energía.

Por su parte, una línea de transmisión internacional se puede definir, como parte del sistema de transmisión principal o como parte del sistema de transmisión secundario. Adicionalmente, Guatemala tiene la opción de definir una línea internacional, como un componente desarrollado bajo el esquema de planificación a riesgo, contemplado en el diseño general del Mercado Eléctrico Regional (MER), ya aprobado por los seis países centroamericanos.

A la fecha la CNEE emite las disposiciones y normativa para garantizar el acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, normándose que para el caso de transporte la autorización termina cuando el adjudicatario se niegue a permitir el uso por parte de terceros a sus instalaciones, por lo cual ETCEE está obligado a permitir su utilización mediante el pago de peajes.

Para el cobro de peaje según los artículos 59¹⁰, 64¹¹, 69¹² y 79¹³ de la Ley General de Electricidad; establece que están sujetos a regulación los precios de los peajes

¹⁰ *Artículo 59:* Están sujetos a regulación, los precios de los siguientes suministros: b) 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 entre las partes. En estos casos los peajes serán determinados por la comisión, ciñéndose a las disposiciones de la presente ley y de su reglamento.

¹¹ *Artículo 64:* El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peaje a sus propietarios. 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, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en esta ley y en su reglamento.

¹² *Artículo 69:* El peaje y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años en la primera quincena de enero. Para el cálculo de peaje a 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, acompañándose de un informe técnico.

¹³ *Artículo 79:* la tasa de actualización a utilizar para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo de capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiéndose reflejar la tasa de costo de capital para las 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 actual resultare inferior a la del siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores respectivamente.

a que están sometidas las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución; y en los casos que no exista acuerdo entre las partes; los peajes serán determinados por la Comisión Nacional de Electricidad cada dos años, los propietarios de la red de transmisión y el AMM informaran a la CNEE la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento de los sistemas, las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico. La anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones óptimamente diseñadas, como resultado de la información presentada se emite el informe de “Actualización de Costos de Unidades de Propiedad Estándar UPE y Determinación de la Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala por período de vigencia de dos años”, este documento contiene la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento de cada uno de los sistemas, así como las Potencias Firmes de los Participantes Productores (Generadores).

A partir del año 2005 y cada dos años la CNEE define en enero los peajes de los sistemas principal y secundario, emitiendo resoluciones donde se fijan los peajes correspondientes y sus fórmulas de ajuste automático, tal como se aprecia en la siguiente tabla:

TABLA No. 8
INGRESOS AUTORIZADOS CNEE
PEAJE PRINCIPAL Y SECUNDARIO
MILLONES DE DÓLARES
AÑO 2005-2009

AÑO	RESOLUCIÓN	PRINCIPAL	SECUNDARIO	TOTAL	VARIACIÓN
2005	127 Y 128-2005	24.4	19.4	43.8	
2006	123-2006	25.8	20.6	46.4	2.6
2007	003-2007	26.6	20.7	47.3	0.9
2008	003-2007 (Ajuste)	27.4	24.4	51.8	4.5
2009	232-2009	36.7	17.9	54.6	2.8

Fuente: CNEE - Informe Estadístico 2009

El AMM es el encargado de liquidar de manera anticipada mensualmente los peajes que la Comisión apruebe.

Durante el período de los años 2000 al 2009 ETCEE percibió ingresos por peaje principal y secundario por la cantidad de Q.2,979.9 millones, según se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA No. 9
INGRESOS POR PEAJE PRINCIPAL Y SECUNDARIO
AÑO 2000-2009**

Año	Millones Q.			%		Variación
	Empresas INDE	Ingresos Agentes Privados	Total	Empresas INDE	Ingresos Agentes Privados	
2000	114.4	89.3	203.7	56	44	-
2001	127.4	119.9	247.3	52	48	21
2002	123.8	130.1	253.9	49	51	3
2003	135.3	126.0	261.3	52	48	3
2004	141.7	120.7	262.4	54	46	0
2005	137.7	135.3	273.0	50	50	4
2006	142.8	155.5	298.3	48	52	9
2007	171.2	162.6	333.8	51	49	12
2008	194.4	207.3	401.7	48	52	20
2009	166.9	277.5	444.4	38	62	11
Total	1,455.6	1,524.3	2,979.9	50	50	

Fuente: Memoria de Labores INDE años indicados

Como puede observarse en el cuadro anterior de los ingresos totales correspondientes, ETCEE únicamente ha percibido liquidado el 50%, el 50% restante es el que correspondería cancelar a las empresas de Generación y Comercialización del INDE, sin embargo las mismas forman parte de la institución, lo que representa para ETCEE una desventaja, debido a que no cuenta con los recursos disponibles que podría utilizarse para fortalecer la inversión y expandir su infraestructura.

3.2.1. Infraestructura de ETCEE-INDE durante el período 2000-2009

Resultado de la reforma del subsector Eléctrico en Guatemala la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, es la entidad encargada de administrar, operar y mantener la infraestructura de transmisión propiedad de INDE en el Sistema Nacional Interconectado.

La misión de la ETCEE es cumplir con el desarrollo del país mediante la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica de alta calidad acorde a lo establecido en las Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y procedimientos técnicos que complementan el Marco Regulatorio.

La ETCEE cuenta con infraestructura de líneas de transmisión y subestaciones de alto voltaje de 400, 230, 138 y 69 kV, los voltajes de 400, 230 y 138 kV cumplen con las funciones de transmisión debido a que enlazan las plantas de generación con los grandes centros de consumo así como las importaciones y exportaciones. Las líneas de 69 kV en su mayor parte cumple con la funciones de subtransmisión y distribución.

Para cumplir con el objetivo de transportar la energía eléctrica de forma continua, eficiente y de calidad ETCEE en el año 2000 contó con una infraestructura de 2,085 kilómetros de líneas de transmisión y 42 Subestaciones y debido a las inversiones que ETCEE ha realizado al año 2009 logró incrementar sus activos a 3,058 kilómetros de líneas de transmisión y 65 subestaciones, lo que representa un crecimiento del 47% y 55%; respectivamente.

A continuación se presenta la siguiente tabla que muestra el crecimiento de la infraestructura de ETCEE durante el período del año 2000 al año 2009.

TABLA No. 10
INFRAESTRUCTURA ETCEE
AÑO 2000-2009

VOLTAJE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<u>Líneas de Transmisión en kilómetros</u>										
69 kV	1,359	1,216	1,223	1,850	1,921	1,954	2,015	2,084	2,084	2,175
138 kV	79	222	222	283	275	276	286	283	283	298
230 kV	647	647	647	664	670	673	673	673	673	514
400kV										71
Total L.T.	2,085	2,085	2,092	2,797	2,866	2,903	2,974	3,040	3,040	3,058
<u>Subestaciones</u>										
69 kV	32	32	32	44	50	50	52	50	50	52
138 kV	4	4	4	4	6	6	5	6	6	5
230 kV	6	6	6	8	8	8	7	8	8	7
400kV										1
Total S.E.	42	42	42	56	64	64	64	64	64	65

Fuente: Elaboración Propia con datos de Memoria de Labores INDE anuales

3.2.2. Crecimiento de la Red de Transmisión

La ETCEE con el objeto de atender el crecimiento de la demanda, mejorar la confiabilidad del sistema y cumplir con los estándares de calidad vigentes invierte a través del Programa de Recuperación y Mejoramiento de la Infraestructura Eléctrica (PREMIE).

Como puede observarse en el siguiente cuadro ETCEE durante los años 2005 al 2009 ha destinado el 73% que representa Q.1,331,645 del total de recursos asignados en su presupuesto, para Inversión en la Red e infraestructura de Transmisión, del cual el 30% ha sido realizado con financiamiento externo, es decir a través de organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo -BID- y el Banco Centroamericano de Integración Económica -BCIE- el proyecto más importante de ellos es la línea de Interconexión Guatemala – México la cual fue inaugurada en el año 2009, lo cual significa que ETCEE, dentro del período en referencia, solo ha invertido el 43% con sus propios recursos.

TABLA No. 11
INGRESOS Y EGRESOS EJECUTADOS DE ETCEE
AÑO 2005-2009
EN MILLONES DE QUETZALES

DESCRIPCIÓN	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL	%
TOTAL INGRESOS	275.700	302.725	337.571	668.885	590.688	2,175.568	100
Peaje	273.000	298.315	333.830	401.714	444.413	1,751.272	80
Empresas INDE	137.700	142.800	171.200	194.400	166.900	813.000	37
Agentes privados	135.300	155.515	162.630	207.314	277.513	938.272	43
Arrendamientos	1.600	0.599	0.519	0.508	0.556	3.782	0
Intereses	1.100	3.630	3.000	5.001	7.501	20.232	1
Otros		0.180	0.222	1.271	0.663	2.336	0
Financiamiento Externo				260.391	137.556	397.947	18
TOTAL EGRESOS	120.449	200.563	340.991	525.455	624.723	1,812.180	100
Funcionamiento	84.801	105.057	92.711	94.159	103.807	480.535	27
Inversión	35.647	95.505	248.281	431.296	520.916	1,331.645	73
Recursos Propios	31.205	75.077	125.365	171.066	388.692	791.405	43
Financiamiento Externo	4.443	20.428	122.916	260.230	132.224	540.241	30

Fuente: Memoria de Labores INDE 2005-2009

Asimismo ETCEE presenta un problema en sus finanzas debido a que del total de sus ingresos que debería de percibir por peaje que la CNEE le ha autorizado percibir Q.813.000 millones, que representa el 37% del total ingresos no dispone directamente de esos recursos, debido que corresponde a la Generación de INDE, que utilizan la misma infraestructura de transmisión de la Institución.

Sin embargo la inversión realizada por ETCEE no ha sido suficiente, debido a que el sistema de transmisión del país no cumple con los criterios de seguridad, calidad y desempeño debido a la falta de inversión en nuevas líneas y subestaciones, es por ello que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minas convocaron en el año 2008 a una primera fase del Plan de Expansión de Transmisión que incluye la construcción de red que conformen cinco anillos para unir el sistema de transmisión y crear vías alternas de transporte de electricidad ante eventualidades y accidentes que puedan causar la suspensión del servicio eléctrico.

En el Plan de Expansión de la electrificación se incluye la infraestructura de las subestaciones y líneas de transmisión, con el fin de garantizar que el usuario cuente con un servicio seguro, de calidad y continuo, las inversiones faciliten la descentralización y participación de generadores privados y apoyen a las distribuidoras para que tengan suficiente capacidad para ampliarse.

Asimismo con el objetivo de mejorar el servicio el INDE realiza las siguientes acciones:

- Continúa su plan de mejoramiento y expansión del sistema de transmisión actual a través de obras que se ejecutan con recursos propios de INDE y las que están contempladas en el Fideicomiso de Electrificación Rural.
- Promueve la interconexión eléctrica de sus sistemas e importación de energía eléctrica para electrificar poblaciones de Guatemala y México; en este sentido ya se elaboró un convenio para la Coordinación de las Operaciones de la Interconexión y la Administración de las transacciones internacionales entre la Comisión Federal de Electricidad de México CFE y el Administrador del Mercado Mayorista AMM. Este documento contiene los principios y criterios generales que servirán de base para el desarrollo y las reglas bajo las cuales podrán darse transacciones internacionales de compra-venta de productos y servicios a través de la línea de interconexión eléctrica entre Guatemala y México.
- Participa con lo que respecta a Guatemala para el sistema de interconexión eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), para lo cual a través del Banco de Interamericano de Desarrollo (BID) se gestionó un financiamiento de US\$310 millones para los países miembros del proyecto, el cual consiste en desarrollar a nivel centroamericano un sistema troncal en 230 kV de 1,830 kilómetros de longitud de líneas de transmisión, el cual conecta 16 subestaciones, dentro de la región de América Central.

- La interconexión eléctrica entre Guatemala y Honduras.

Estas acciones implementadas a través de ETCEE contribuyen a un servicio estable, precios competitivos para beneficiar al usuario final, especialmente para mejorar el servicio en el área rural, así como asegurar el abastecimiento del suministro eléctrico y de convertirse en un exportador de energía para la región.

3.2.3. Vulnerabilidad del Sistema de Transmisión

A principios de 1990 el subsector experimenta una de las etapas críticas reflejándose en cortes en el suministro de electricidad por más de ocho horas diarias, como resultado de la falta de nuevos proyectos de generación y una demanda creciente. Esto forzó a las autoridades a eliminar los subsidios y a cuestionar el modelo utilizado y se inicia un proceso de reforma que definió una estrategia de modernización del subsector, cuyo fundamento principal fue la promulgación de la Ley General de Electricidad.

Sin embargo aún con la apertura del mercado eléctrico el sistema transmisión de energía eléctrica aún es débil por falta de inversión en ampliación de la red, por falta de autorizaciones para los mantenimientos, desacuerdos en el peaje de transmisión debido a los parámetros utilizados en nuevas obras y la ya existentes, ya que las tasas de financiamiento son más caras que las que reconoce el Peaje y los plazos son más cortos y un diseño poco funcional.

ETCEE presenta problemas en la Red de Trasmisión debido a que 3 de las principales subestaciones hacia el centro del país están sobrecargadas; las cuales son Guatemala Sur, Guatemala Norte y Guatemala Este, la Subestación de Guatemala Sur recibe el 70% de la energía generada en el país y la traslada al área central, tiene 40 años de existir, Guatemala Norte 27 y Guatemala Este 25, la vida útiles de estas es de 25 años.

Otro problema que representa es que en la actualidad los parámetros de cobro fijado para las obras nuevas y existentes es del 3% respecto del costo total de la

Inversión para retribuir la actividad de operación, mantenimiento y administración, que indica el reglamento de la Ley General de Electricidad; sin embargo, según datos del INDE se estima que debería ser el 4%, lo que conlleva varios millones de dólares que se dejan de percibir; 30 años para la recuperación de capital, además una tasa de actualización del 7% sobre su valor, estos factores desincentivan la inversión.

Si bien no se pueden predecir posibles apagones, al no fortalecerse la red de transporte de energía, existen eventualidades que han causado el colapso del sistema.

La caída del sistema de transmisión por eventos pequeños, como el choque de un globo metálico o un rayo, han despertado dudas sobre la situación de la red, ya que en los últimos apagones se detectaron fallas en las líneas de transmisión y las subestaciones

La vulnerabilidad ha quedado demostrada porque un simple rayo causó un apagón el 04 de mayo de 2009 y dejó al país sin luz durante aproximadamente tres horas.

A esto se suman los problemas por la estructura de la red en forma radial la cual funciona como una columna vertebral, que no permite tener vías alternas para transmitir energía, cuando hay una falla en las líneas más importantes o áreas críticas.

Al revisar las causas de los apagones, tres ocurridos en el año 2008 y dos en el 2009, la CNEE detectó problemas de funcionamiento en los sistemas de disparo y protección y que en gran medida se deben a la falta de mantenimiento de instalaciones y equipos.

Las causas principales son la falta de inversión, falta de mantenimientos, falta de calibración (sincronización) de los sistemas de protección.

El Administrador del Mercado Mayorista coordina los mantenimientos con base a la normativa que les establece la obligación y autoridad para coordinar los mismos, sin embargo su cumplimiento está basado en la confianza de los agentes.

Al no crecer la red de transmisión, los sistemas se saturan, incluso causan problemas para que las instalaciones dejen de operar y se les dé el mantenimiento respectivo, asimismo al no haber inversiones nuevas se sacrifica la calidad del suministro, los mantenimientos y la oferta.

Otra de las razones en la falta de inversión es que la tarifa del peaje y los parámetros que se usan para su cálculo no son atractivas para los propietarios de la Red de Transmisión; la retribución por operación, mantenimiento y administración es del 3% del costo total de inversión, según el reglamento de la Ley General de Electricidad, sin embargo según datos del INDE se estima que debería ser el 4%, lo que conlleva varios millones de dólares que se dejan de percibir, asimismo el INDE presenta dificultades para invertir debido a las cargas financieras que se le imponen como el pago de tarifa social, además de cargas políticas como el Programa de Electrificación Rural -PER-.

En la siguiente tabla se muestran los presupuestos totales asignados al INDE, tanto de ingresos como de egresos durante el periodo de estudio de los años 2000 al 2009, en dicha tabla se puede observar lo siguiente: por el lado de los ingresos se puede observar que los ingresos por peaje representan únicamente el 7% del total de los ingresos para el INDE, por el lado de los egresos se puede observar que la carga de la tarifa social y los contratos de compra de energía eléctrica representan en 48% del total de su presupuesto, eso impide que INDE crezca en infraestructura y nuevas plantas de generación, aunado a esto también el nivel total de la masa salarial que absorbe el 10%, es decir que solo estos tres rubros se concentra el 58% del total de los egresos, asimismo se puede determinar que el rubro de Estudios y Construcciones, Maquinaria y Equipo y el Fideicomiso son los componentes de Inversión que a nivel total durante el período de referencia únicamente se utilizó el 20%, lo cual significa una baja inversión.

TABLA No. 12
PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION -INDE-
AÑOS 2000-2009
EN MILLONES DE QUETZALES

DESCRIPCIÓN	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL	%
I. INGRESOS	2,556,600	1,263,655	1,360,223	1,466,891	1,700,859	1,904,648	1,935,592	2,246,273	2,803,644	2,925,335	20,163,720	100
1 Venta de Energía Eléctrica	1,129,300	840,621	825,703	1,130,291	1,252,073	1,515,476	1,458,586	1,489,142	2,078,581	1,578,025	13,297,798	66
2 Servicios de Peaje y Operación de Equipos	32,700	119,888	126,940	135,300	130,717	145,450	164,505	164,116	208,105	278,096	1,505,817	7
3 Recuperación de Cartera			65,766	80,427	80,427	65,020	47,847	58,767	63,950	278,775	660,552	3
4 Intereses			53,066	18,200	26,650	20,849	33,143	43,178	37,820	69,896	302,802	2
5 Prestamos					6,317	6,720	6,157	5,428	2,504		27,126	0
6 Saldo de Caja		293,200	239,455	125,818	120,791	82,508	195,235	306,822	139,205	577,473	2,080,507	10
7 Financiamiento Externo			15,520		4,969	5,923	20,428	122,916	261,252	128,566	559,574	3
8 Arrendamientos						2,339	1,300	1,071	1,252		5,962	0
9 Fondo Compensatorio EEGSA						44,643					44,643	0
10 Aporte de Cuencas						10,000					10,000	0
11 Venta de Acciones	775,300		17,097		72,255						864,652	4
12 Donaciones Gobierno de Guatemala	416,000										416,000	2
13 Otros	203,300	9,946	16,676	57,282	6,660	5,720	8,391	54,833	10,975	14,504	388,287	2
II. EGRESOS	2,263,400	1,024,200	1,234,405	1,346,100	1,618,351	1,709,413	1,628,775	2,107,068	2,226,172	2,486,454	17,644,338	100
1 Compra de Energía Eléctrica	217,600	276,400	230,146	352,310	731,364	521,077	370,009	555,105	745,699	669,704	4,669,414	26
2 Masa Salarial	127,000	148,800	165,719	186,100	196,032	195,897	199,806	198,243	202,107	214,874	1,834,578	10
3 Mantenimiento de Maquinaria, Equipo e Inst.	54,500	135,860	60,334	36,900	45,732	30,999	60,338	66,420	47,372	76,309	614,764	3
4 Deuda Publica	142,700	125,800	91,843	81,000	79,719	74,255	42,540	46,747	48,871	47,232	780,707	4
5 Estudios y Construcciones	90,700		69,646	81,500	32,961	31,278	50,217	190,876	229,066	164,082	940,326	5
6 Maquinaria y Equipo	22,200	54,300	79,815	47,300	29,550	13,430	57,500	55,894	27,682	28,603	416,274	2
7 Cuotas Patronales	23,000	33,900	40,616	35,100	34,670	44,800	42,341	38,492	39,549	44,834	377,302	2
8 Gastos Administrativos	46,900		26,880	33,300	20,508	17,491	21,201	34,178	49,958	51,353	301,769	2
9 Seguros		33,900	73,609	65,900	48,557	32,199	30,421	32,392	31,723	42,461	391,162	2
10 Combustible para generación		25,200	18,150	14,600	2,075	31,560	36,908	49,028	79,009	34,459	290,989	2
11 Indemnizaciones y Otras Prestaciones			9,179	9,800	18,657	35,031	51,304	55,658	33,955	24,108	237,692	1
12 Mantenimiento y Operación de vehículos			7,357	7,600	6,787	5,134	8,715	5,779	6,246	5,946	53,564	0
13 Viáticos y Gastos de Transporte			7,795	7,400	6,315	5,371	5,527	5,363	9,286	10,501	57,558	0
14 Servicios de Vigilancia			9,147	9,200	8,482	7,603	6,147	6,669	7,406	13,175	67,829	0
15 Pago a Organismos y Personas			8,430	12,600	9,677	10,522	15,263	14,970	15,923	75,494	162,879	1
16 Fideicomiso	1,139,350	8,800	85,000		76,327	29,336	30,975	173,695	215,118	419,352	2,177,953	12
17 Subsidio	369,650	181,240	227,640	266,690	209,000						1,254,220	7
18 Ajuste Tarifario						565,000	553,500	561,269	421,160	504,290	2,605,219	15
19 Peaje			9,484	46,200	29,960	38,815	32,478	9,824	6,662	8,263	181,686	1
20 Operaciones Financieras				40,200	19,333	13,303	7,265	47		42,802	122,950	1
21 Otros	29,800		13,615	12,400	12,645	6,312	6,320	6,419	9,380	8,612	105,503	1
SUPERAVIT (I-II)	293,200	239,455	125,818	120,791	82,508	195,235	306,817	139,205	577,472	438,881	2,519,382	

Fuente: Memoria de Labores INDE 2000-2009

3.2.4. Fortalecimiento y Expansión del Sistema de Transporte

Las empresas de transmisión representan una pequeña parte de los ingresos económicos de un mercado eléctrico, sin embargo, esto no quiere decir que las mismas no tengan importancia económica dentro del sector, ya que el funcionamiento adecuado del sistema de transmisión fomenta la competitividad en la generación y en los participantes consumidores. La competencia entre las empresas generadoras orienta la inversión hacia plantas eficientes lo cual a su vez favorece la reducción de costos de generación de energía eléctrica, beneficiando así a los consumidores y a los participantes del mercado en general.

Los peajes de transmisión, aparte de su función remunerativa, deben enviar ciertas señales que permitan el correcto funcionamiento del mercado. Esto se debe al papel central que el servicio de transmisión desempeña dentro del mercado eléctrico.

Para la adecuada expansión del Sistema de Transmisión, es necesario que los peajes sean asignados de manera correcta, de modo que fomenten la mejora del sistema, así como optimizar el funcionamiento del mercado eléctrico.

Los cambios en el sistema de transmisión pueden modificar drásticamente la habilidad para vender o comprar dentro del mercado, ya que puede modificar dos parámetros: la capacidad de compra y venta, por ejemplo, la adecuada expansión del sistema de transmisión puede disminuir los costos del transporte de energía, aumentando la capacidad de consumo y de producción, disminuyendo las pérdidas de transmisión.

Las decisiones de donde y cuando expandir la capacidad del sistema de transmisión tienen también un gran impacto en la rentabilidad de los participantes, debido a la importancia del servicio de la transmisión en un mercado eléctrico. Por ello tiene que existir alguien que esté a cargo de la expansión, que utilice reglas para realizarlo y que no discrimine a ningún participante. En Guatemala, la

Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente encargado de aprobar las expansiones en la red de los transportistas.

Dicha comisión con el objetivo de incentivar la inversión en la red de transmisión, promovió la Licitación abierta Internacional PET-1-2009 para el desarrollo de las obras pertenecientes al Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, el cual tiene como misión asegurar que el Sistema Nacional Interconectado cumpla con los criterios de calidad establecidos en la normativa vigente dando garantía de suministro a los consumidores de energía eléctrica y creando una plataforma de precios competitivos de la misma en Guatemala para los próximos años.

Los cambios realizados en el Reglamento de la Ley General de Electricidad han facultado a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para realizar el Plan de Expansión de Transporte 2008-2018. El sistema de transmisión es débil y por ello no se cumple con los criterios de seguridad, calidad y desempeño, debido a que las inversiones en líneas y subestaciones no han sido suficientes. Para atenuar los efectos de fallas severas se realizaron inversiones bajas y que tienen corto tiempo de ejecución, sin embargo no han sido suficientes; en el Plan de Expansión se identificaron los principales problemas de la Red de Transmisión, el cual incluye crecimiento en la demanda y la falta de inversiones fuertes.

En la actualidad se cuenta con redes radiales las cuales son vulnerables ante los eventos naturales y fallas técnicas, ya que la pérdida de cualquiera de sus elementos, ha provocado interrupciones totales del servicio de energía eléctrica en el país.

Por ello se requirió de acciones que permitan las construcciones de nueva infraestructura de transporte para garantizar mayor seguridad y estabilidad al suministro en el Sistema Nacional Interconectado, la principal acción es la de implementar un sistema mallado, lo que significa que al perder un elemento en la red, ésta puede continuar con su desempeño normal.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con el objetivo de fortalecer el sistema de transporte de energía eléctrica promovió el Plan de Expansión mediante un proceso de licitación abierta con el objeto de obtener el menor Canon Anual, por la prestación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, a través del diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras de transmisión, consideradas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008 – 2018 y determinadas como parte del Sistema Principal.

Las obras de transmisión adjudicadas aumentarán la confiabilidad y mejorarán la calidad del suministro, minimizando la frecuencia y duración de las fallas, adecuando la red, que actualmente tiene una topología radial, a una topología mallada.

Las obras de transmisión incentivarán las inversiones en nuevas centrales eléctricas de generación con base en recursos renovables, las cuales se encuentran alejadas de los mayores centros de carga, proporcionándoles las facilidades de transporte de la energía a través de dichas obras.

El inversionista tendrá la oportunidad de recuperar su inversión a través del Canon Anual (15 años), lo que le da amplia certeza en relación a la recuperación de su Inversión, posterior a la etapa del Canon Anual, el inversionista pasa al Período de Operación, en donde recibe el Peaje y beneficios de la construcción de las obras de transmisión aprobado por la CNEE, las obras ya han sido declaradas como parte del Sistema Principal de Transporte, lo cual también da certeza.

La implementación del plan de Expansión del Sistema de Transporte incrementará la confiabilidad y mejorará la calidad del suministro, minimizando la frecuencia y duración de las fallas, asimismo incentivará la transformación de la matriz energética, promoviendo las inversiones en centrales eléctricas basadas en recursos renovables y tecnologías eficientes.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte se basa en la creación de cinco anillos eléctricos conformados por subestaciones y líneas de transmisión, con la

finalidad de brindar más alternativas para transportar la energía producida en las plantas generadoras a los centros de consumo y ofrecer la seguridad técnica que garantice la continuidad del suministro.

El anillo Metropacífico tiene como objetivo principal establecer el centro de carga más grande del país, el departamento de Guatemala, aportando garantía de suministro.

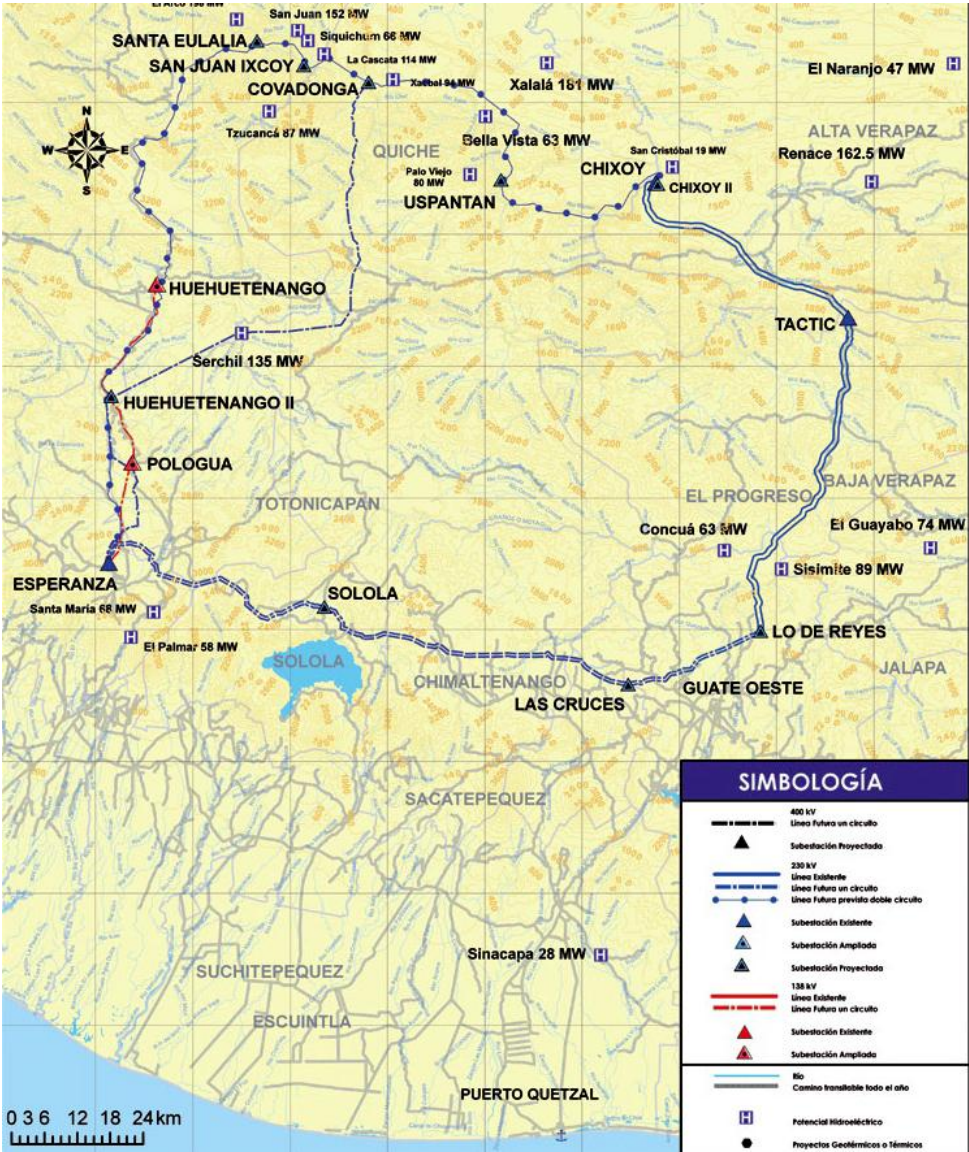
**GRÁFICA No. 13
ANILLO METROPACÍFICO**



Fuente: Plan de Expansión de Transmisión. CNEE. Año 2009

El anillo Hidráulico se ubicará principalmente en los departamentos de Alta Verapaz, Baja Verapaz, Quiché y Huehuetenango, con este anillo se busca promover las inversiones en generación en el área, las cuales garantizan la competencia y estabilización de los precios de producción de la energía eléctrica por el uso de recursos renovables, específicamente hídricos.

GRÁFICA No. 14 ANILLO HIDRÁULICO



Fuente: Plan de Expansión de Transmisión. CNEE. Año 2009

El anillo Atlántico contempla proyectos que se encuentran en construcción, en especial el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central -SIEPAC-, fortalecerá el sistema nororiente del País y se aprovechará la ubicación estratégica de los puertos del atlántico para el abastecimiento de combustible, haciendo posible el desarrollo industrial y comercial en estos puertos, al existir una mayor disponibilidad de energía eléctrica.

**GRÁFICA No. 15
ANILLO ATLÁNTICO**



Fuente: Plan de Expansión de Transmisión. CNEE. Año 2009

El anillo Oriental liberará las restricciones existentes y permitirá garantizar el transporte de la energía para la demanda en esta área con una longitud de 55 kilómetros y 4 subestaciones en la región suroriental del País.

**GRÁFICA No. 16
ANILLO ORIENTAL**



Fuente: Plan de Expansión de Transmisión. CNEE. Año 2009

El anillo Occidental consta de la línea Esperanza – Sololá – Las Cruces – Guate Sur, esta línea contribuye con la evacuación de energía eléctrica proveniente del Anillo Hidráulico, y también implica que de ser necesario se podrá disponer de una mayor capacidad de importación de energía eléctrica desde México. Asimismo todo ello hace que esta línea represente una mayor disponibilidad para garantizar el suministro del área central.

**GRÁFICA No. 17
ANILLO OCCIDENTAL**



Fuente: Plan de Expansión de Transmisión. CNEE. Año 2009

Asimismo es importante indicar que al entrar a funcionar la nueva red de transmisión se espera que se dé un alza a la tarifa; por lo que habrá un impacto en la población del país, debido a que al incrementarse los costos del productor este trasladara el costo del bien o servicio que produce lo que afectara al consumidor final y al incrementarse la tarifa doméstica hay un impacto directo en el ingreso de las familias.

CONCLUSIONES

1. Se concluye que la hipótesis general de la investigación se confirma, derivado que se determinó que efectivamente la Inversión realizada por el INDE para la expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión durante el período de estudio de los años 2000-2009 no ha sido suficiente para atender la oferta y demanda de energía eléctrica, lo cual ha quedado demostrado, ya que el Sistema de Transmisión no cumple satisfactoriamente con los criterios de seguridad, calidad y desempeño necesarios para el adecuado desarrollo del país, lo que ha provocado suspensiones en el servicio de energía eléctrica por problemas en las instalaciones de la Red de Transmisión.

Con la reforma y apertura del mercado de la electricidad se esperaba más competencia y participación en el sistema de transporte, sin embargo la inversión se incentivó en la actividad de generación no así en la actividad de transmisión, la cual quedó rezagada en el INDE a través de ETCEE, lo que provocó que el sistema de transmisión no fuera capaz de evacuar toda la generación existente de manera eficiente y llevar el servicio de energía eléctrica con los estándares de calidad y seguridad establecidos hasta los centros de consumo.

La actividad de transmisión no podía cumplir con la exigencia del cambio de un servicio estatal a una situación de mercado debido a que no se dieron en ese momento los incentivos necesarios para que se produjeran nuevas inversiones y al no crecer adecuadamente en lo requerido, la red de transmisión del INDE, entonces las líneas de transmisión y subestaciones existentes se saturan, a tal grado que en la actualidad 3 de las principales subestaciones del área central del país se encuentran sobrecargadas siendo ellas: las de Guatemala Sur que recibe el 70% de la energía eléctrica del país, la de Guatemala Norte y la de Guatemala Este; lo cual pone en riesgo la prestación oportuna y eficaz del servicio de transmisión y transformación de energía eléctrica.

2. La problemática del subsector eléctrico se da en las siguientes etapas:
- a. En los años 70's la crisis petrolera mundial deteriora las finanzas del subsector EEGSA e INDE, este último es quién realiza las acciones del servicio, ejerce una posición de monopolio estatal en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
 - b. En el período de 1980 a 1990, EEGSA se estanca la situación, las tarifas son subsidiadas, el sistema se modifica hacia la estructura hidroeléctrica con las Plantas de Chixoy y Aguacapa y la preparación de Chulac y Xalalá. En el año de 1983 se terminan las inversiones y no se concretan los proyectos y por tanto se rezaga la Inversión; no hay financiamiento, el ciclo de pagos y subsidios Gobierno-EEGSA-INDE préstamos entra en crisis; la mayoría de la deuda la paga el gobierno, también hay crisis de credibilidad técnica por las fallas iniciales de las plantas de Chixoy y Aguacapa que retrasaron la entrada en operación, al final de este período hay apagones, el sistema sigue basado en energía hidráulico-térmico y no hay capacidad de inversión. Las condiciones macroeconómicas adversas al sector como la devaluación del quetzal y la crisis fiscal recurrente, hace insostenible el déficit de las empresas públicas.
 - c. En el período de 1991-1993 se produce un crecimiento, de la demanda pero el estancamiento de la oferta hace que no se responda adecuadamente. Ello significa que el modelo estatal ya no es funcional. Se eliminan los subsidios, se distorsionan las tarifas, se limitan las inversiones y la política energética implícita de gobierno se orienta a un sistema mixto, con la posibilidad de diversidad de fuentes. Se da la clara decisión del INDE como expresión del gobierno de modificar la situación, permitiendo que el crecimiento de la oferta se haga mediante la generación privada es decir "se privatiza el crecimiento", se cancelan proyectos y no se obtienen más préstamos.
 - d. Las acciones propias del INDE fueron: la de reducir los costos de suministro especialmente combustible, reducción de personal, renegociación de la deuda.

- e. Para el período de 1993-1997 se propone la modificación de la ley orgánica que induce a la desmonopolización del INDE y EEGSA, esta última reclama que necesita subsidio debido a que los costos de producción son más altos que la tarifa.
- f. Se impulsa la política de crecimiento privado de la oferta de energía eléctrica debido a que la demanda sigue creciendo por efecto de la posible inversión del capital extranjero. En función de ello se adelanta la preparación del marco regulatorio consensuado en el sector, se firman 13 contratos para la compra de energía eléctrica, se confirman los ajustes tarifarios, se aprueba la nueva Ley del INDE en diciembre de 1994. El modelo de producción es mixto, con incremento de plantas térmicas e hidráulicas, se desregula y se desmonopoliza el subsector y se consolida la apertura de la Generación, Distribución y Comercialización mediante el incremento de la participación privada. Sin embargo, la actividad de la Transmisión queda siempre bajo la responsabilidad del INDE.

Las características de la reforma se marcan en que se produce un incremento sustantivo de la participación privada en la actividad de generación, el retiro intencional e irreversible del gobierno en la actividad de generación, se mantienen los contratos de compra venta de energía, se da una fuerte inversión externa con la autorización de las plantas de: Río Bobos, Capulín, Tampa, y los Ingenios: Santa Anta, Concepción, Pantaleón, La Unión, PQP y Arena Power.

La incursión del capital privado al mercado de la electricidad contribuyó a un incremento sustantivo de la participación privada en la actividad de generación, que obliga a que se mejorara un tanto la calidad del servicio; con ello atiende la demanda insatisfecha y los precios reflejan tendencias mundiales para los insumos básicos de generación, sin embargo la actividad de la transmisión no creció al mismo nivel.

g. Otro factor que ha incidido en la poca inversión por parte del INDE en la actividad de la transmisión es que debido a la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad, el INDE asume el compromiso de la tarifa social, y en consecuencia, del total de ingresos devengados el 53% lo ha destinado a la compra de energía eléctrica y al pago de la tarifa social; aunado por otra parte a los gastos de funcionamiento que en salarios representa el 10%, lo que significa que en estos tres rubros el INDE orientó el 63% del total de sus presupuestos ejecutados.

3. Al año 2000 el INDE contaba con una infraestructura de 2,085 kilómetros de líneas de transmisión y 42 subestaciones; y para el año 2009 cuenta con 3,149 kilómetros de líneas de transmisión y 65 subestaciones lo cual representa un crecimiento del 51% y 59% respectivamente; sin embargo ese crecimiento en infraestructura no ha sido suficiente debido a que el crecimiento de la demanda de generación de energía eléctrica representó el 7% anual durante el período de estudio y como consecuencia se produjo un saturamiento en el Sistema Nacional Interconectado.

4. Se comprobó que del nivel de Inversión que el INDE ha realizado para el fortalecimiento de la red de transmisión de energía eléctrica durante el período de estudio 2000-2009, solamente el 18% fue orientado a tal fin; motivo por el cual al no contar con la infraestructura óptima y adecuada los apagones suscitados han afectado el desarrollo social de Guatemala.

5. La debilidad y vulnerabilidad de la Red de Transmisión ha quedado demostrada, con los diversos momentos en que a nivel país, Guatemala se ha quedado sin el servicio de energía eléctrica por varias horas, debido a que por ejemplo la caída de un globo metálico en la Subestación Guatemala Sur y a un rayo causó un apagón general por más de ocho horas, tales hechos que se detectaron causaron fallas en las líneas de transmisión y subestaciones.

RECOMENDACIONES

1. Fortalecer la inversión en la Red de Transmisión existente a través de recursos propios orientados para la cobertura a nivel nacional del servicio eléctrico. Asimismo el INDE debe de implementar un Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, según la necesidad y atendiendo la Oferta de Energía Eléctrica.
2. Las autoridades del INDE deben de proponer al Gobierno Central que este absorba el costo de la Tarifa Social ya que durante el período de estudio de los años 2000 al 2009 el INDE aportó Q.3,859 millones y tales recursos podrían haber sido orientados a nuevos proyectos de Inversión tanto de generación como transmisión de energía eléctrica.
3. El INDE debe de enfocar su inversión principalmente en la red de transmisión de 230 kV, con el fin de crear anillos en el sistema eléctrico para que cuando surja un problema en la Red de Transmisión no sea afectado todo el Sistema Nacional Interconectado.
4. Se recomienda al INDE que en sus presupuestos anuales deba de programar como mínimo el 30% de su presupuesto de gastos para inversión, con el fin de fortalecer su red de transmisión; considerando que todavía ETCEE es el principal transportista del país con el 80% del total de la infraestructura a nivel nacional.

5. El INDE debe fortalecer su programa de mantenimiento a las instalaciones y equipos, principalmente en lo referente a los sistemas de protección de equipos, así como coordinar permanentemente con el Administrador del Mercado Mayorista una adecuada sincronización de tales sistemas a fin de que se puedan aislar los apagones y no perjudicar a la mayor parte de usuarios del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Administrador del Mercado Mayorista: Es el ente encargado de la administración y coordinación del mercado mayorista.

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

Comisión Nacional de Energía Eléctrica: Órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, tendrá a cargo la independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y funciones.

Contratos a Término: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactado a plazo entre agentes del Mercado Mayorista mediante contratos.

Línea: Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo a su función. La calificación de la línea de transmisión o distribución corresponderá a la Comisión, en base a criterios técnicos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista.

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

Mercado Spot: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no basados en contratos a Término.

Ministerio de Energía y Minas: Es el Ministerio del Gobierno de Guatemala encargado de atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros.

Participantes del Mercado Mayorista: Son el conjunto de agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas del Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios de distribución final sujetos a regulación de precios.

Peaje: Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia de energía eléctrica.

Potencia Contratada: Es la potencia establecida en contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

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 los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado: es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para determinada configuración de ofertas y demandas.

Sistema Nacional Interconectado: 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 diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

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: Son las instalaciones que no forman parte del Sistema Principal, que conectan a un participante productor con el Sistema Principal de transporte, determinadas por resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según lo establecido en la Ley General de Electricidad.

Subestación: Una Subestación Eléctrica es una instalación empleada para la transformación del voltaje de la energía eléctrica, el componente principal de una Subestación Eléctrica es el transformador, las subestaciones eléctricas elevadoras se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para elevar el voltaje de salida de sus generadores. En las cercanías de las poblaciones y los consumidores, se encuentran las subestaciones eléctricas reductoras para bajar el nivel de voltaje a niveles aptos para su utilización.

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.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. Informes Estadísticos, 2000-2009.
2. Carla Pantanali y Juan Benavides, Subsidios eléctricos en América Latina y el Caribe, BID, 2008.
3. Cesar Robledo, Proceso de la Investigación Científica, 2005
4. Columba Sagastume Paiz, Rafael Piedrasanta Arandi. La Electrificación en Guatemala, 2007.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Memorias de Labores, 2005-2009.
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Plan de Expansión de Transmisión, 2008.
7. Congreso de la República de Guatemala. Ley General de Electricidad y su Reglamento. Guatemala. 1996.
8. Congreso de la República de Guatemala. Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-. Guatemala, 1994.
9. FAO, siglas en inglés de (Food and Agriculture Organization); Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Políticas de Privatización en el Sector Energía. 2007.
10. Instituto de Agricultura, Recursos y Ambiente de la Universidad Rafael Landívar, Aspectos Importantes sobre la electricidad, 2006.

11. Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Estadísticas Subsector Eléctrico, 2001-2009
12. Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Memorias de Labores, 2000-2009.
13. Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Situación del Subsector Eléctrico, 2007
14. Joaquín J. Guzmán y Antonio Rallo, Estructura Económica Mundial, Mc Graw Hill, 2008.
15. Ministerio de Energía y Minas, Política Energética, 2008.